

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Обоснование технологические решений для строительства поисково-оценочной наклонно-направленной скважины (пласт Ю ₂ ¹) на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область, Тазовский район)»

УДК 550.822.7.622.243.23.553.98(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Архипов Дмитрий Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна	—		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. руководителя отделения

_____ Меркулов В.П.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б4В	Архипову Дмитрию Викторовичу

Тема работы:

«Технологические решения для строительства поисково-оценочной наклонно-направленной скважины (пласт Ю ₂ ¹) на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область, Тазовский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	7 февраля 2018 года
------------------------------------------	---------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Интервал отбора керна: в интервале продуктивного пласта 4. Объект испытания в процессе бурения: пласт Ю₂¹ 5. Тип профиля: наклонно-направленный 6. Данные по профилю: длина вертикального участка 600 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю пласта Ю₂¹ 1120 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 40 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м. 7. Диаметр эксплуатационной колонны: 140 мм 8. Способ цементирования: по расчету 9. Способ перфорации: кумулятивный
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования

	2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вершкова Елена Михайловна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	6 февраля 2017 года
-------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преп-ль	Епихин Антон Владимирович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Архипов Дмитрий Викторович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ. РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Архипову Дмитрию Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых,	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Архипов Дмитрий Викторович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Архипову Дмитрию Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: технологические решения для строительства поисково-оценочной наклонно-аправленной скважины глубиной 3675 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область, Тазовский район)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве поисково-оценочной наклонно-направленной скважины глубиной 3675 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область, Тазовский район). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве поисково-оценочной наклонно-направленной скважины глубиной 3675 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область, Тазовский район).	1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве поисково-оценочной наклонно-направленной скважины глубиной 3675 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область, Тазовский район): -неудовлетворительные метеоусловия рабочей зоны; -повышенные уровни шума и вибрации; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенные запыленность и загазованность; -необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.1 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве поисково-оценочной наклонно-направленной скважины глубиной 3675 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область, Тазовский район): -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -поражение электрическим током; -возникновение пожаров; -необходимые средства защиты от опасных факторов.
2. Экологическая безопасность 2.1. Анализ влияния процесса строительства поисково-оценочной наклонно-направленной скважины глубиной 3675 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область, Тазовский район).	2. Экологическая безопасность: 2.1. Провести анализ влияния процесса строительства поисково-оценочной наклонно-направленной скважины глубиной 3675 метров на нефтегазоконденсатном

<p>район) на окружающую среду;</p> <p>2.2. Разработка решений по обеспечению экологической безопасности при строительстве поисково-оценочной наклонно-направленной скважины глубиной 3675 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область, Тазовский район).</p>	<p>месторождении (Тюменская область, Тазовский район) на окружающую среду:</p> <p>-на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);</p> <p>-на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора);</p> <p>-на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);</p> <p>2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности при строительстве поисково-оценочной наклонно-направленной скважины глубиной 3675 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область, Тазовский район).</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>3.1. Анализ возможных ЧС при строительстве поисково-оценочной наклонно-направленной скважины глубиной 3675 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область, Тазовский район);;</p> <p>3.2. Анализ превентивных мер в целях предупреждения ЧС и разработка мер по ликвидации ее последствий при строительстве поисково-оценочной наклонно-направленной скважины глубиной 3675 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область, Тазовский район)</p>	<p>3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <p>3.1. Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> – техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); – природного характера (лесные пожары); <p>3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>4.1. Правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны при строительстве поисково-оценочной наклонно-направленной скважины глубиной 3675 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область, Тазовский район).</p>	<p>4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>4.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);</p> <p>4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
------------------------------------------------------	--

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

Задание выдал консультант:

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Архипов Дмитрий Викторович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2018 года
------------------------------------------	------------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Геологическая и технологическая части	65
	2. Специальная часть и графические приложения	30
	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Максимова Юлия Анатольевна	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 142 страниц., 14 рисунков, 76 таблиц., 8 литературных источников, 7 приложений.

Ключевые слова: скважина, нефть, бурение, горизонтальная, пилотный ствол, отбор керна.

Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение Тазовского района Тюменской области.

Цель работы – проектирование технологических процессов бурения и заканчивания на нефтегазоконденсатном месторождении Тазовского района Тюменской области.

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство поисково-оценочной наклонно-направленной скважины глубиной 3675 метров на нефтегазоконденсатном месторождении Нижневартовского района ХМАО.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработаны технологические решения по строительству наклонно-направленной скважины с пятиинтервальным профилем, глубиной 3675 метров.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- БКП – башмак колонный с пластиковым окончанием;

- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- ЦЦ2 – центратор цементируемый с П-образной выштамповкой в средней части рессор;
- ЦПН – центратор пружинный неразборный;
- ГЦУ – головка цементирующая универсальная;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением № 1); ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4./2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше; ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

Оглавление

1. Общая и геологическая часть	14
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	14
1.2 Геологические условия бурения	14
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	14
1.4 Возможные осложнения	14
2. Технологическая часть	15
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	15
2.2 Обоснование конструкции скважины	17
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	17
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	20
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	20
2.2.6 Разработка схемы обвязки устья скважины	22
2.3 Углубление скважины	22
2.3.1 Выбор способа бурения	22
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент	25
2.3.4 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента	26
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.3.6 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	28
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	29
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости	32
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	36
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	36
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины	37
2.4.1 Расчет обсадных колонн	37
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	37
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	39
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	42
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	42
2.4.2.1 Обоснование способа цементирования	42
2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и промывочной жидкости	43
2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	43
2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	44
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	45
2.4.2.5 проектирование процессов освоения и испытания скважины	46
2.5 Выбор буровой установки	48

3. Специальная часть	49
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	50
4.1.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия «ОАО «Сургутнефтегаз»»	50
4.1.2 Организационная структура предприятия	52
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	54
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО).....	59
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	63
5.1. Производственная безопасность.....	63
5.1.2. Анализ возможных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	69
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	75
5.3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	75
5.3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.....	76
5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	76
Список использованных источников	78
Приложение А	84
Приложение Б.....	97
Приложение В	103
Приложение Г	112
Приложение Д	114
Приложение Е.....	130
Приложение Ж.....	142

Введение

Значение нефтегазовой отрасли в современном мире трудно переоценить. Продукты переработки нефти газа используются во многих сферах человеческой жизни. Для добычи этих ценных природных ископаемых необходимо бурить скважины, что является очень сложным и дорогостоящим технологическим процессом, в связи с чем возникает потребность в создании проектов обеспечивающих максимальную рентабельность строительства скважин.

Цель – работы составление проекта для строительства наклонно направленной поисково-оценочной скважины глубиной 3675 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область, Тазовский район), который может быть использован для строительства конкретной скважины в данных геологических условиях.

Основные технологические решения, спроектированные в работе: выбор бурового оборудования, параметров режима бурения, разработка процессов заканчивания. Также приведен способ крепления призабойной зоны пласта смолами и другими составами, как одна из потенциально применимых технологий при строительстве данной скважины.

1.Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Северо-Русский лицензионный участок географически расположен в пределах Тазовской низменности, в верхней части бассейна р. Таз. В административном отношении участок расположен в Тазовском районе Ямало-Ненецкого АО. Административный центр Тазовского района расположен в п. Тазовский в 28 км. На территории изучаемой площади коммуникации отсутствуют. Западнее участка работ проходит нить газопровода и железнодорожная магистраль Ямбург-Новый Уренгой-Тюмень. На юго-западе в 37 км от границы ЛУ проходит магистральный газопровод Заполярное-Уренгой. Ближайшая железнодорожная станция расположена в 149 км от площади работ в п. Коротчаево. Ближайший аэропорт находится в п. Тазовский (28 км), расположенном на западе, п. Красноселькуп - на юго-востоке, п. Уренгой и Новый Уренгой на юго-западе. Речные порты расположены в городах Салехарде и Новый Порт; пристани оборудованы в посёлках Тибесале, Газсале, Тазовский.

1.2 Геологические условия бурения

Геологические условия представлены в таблицах А.1, А.2, А.3, А.4, А.8 в приложении А.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Данные о газонефтеводоносности месторождения представлены в таблицах А.5, А.6, А.7 в приложении А.

1.4 Возможные осложнения

Характеристика возможных осложнений представлена в таблицах А.9, А.10, А.11, А.12, А.13 в приложении А.

2. Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

С учетом данных технического задания оптимальным решением для строительства данной скважины и попадания в нужную точку продуктивного пласта является проектирование пятииттервального S-образного профиля скважины. Профиль скважины, изображенный на рисунке 1 построен в программе бурсофтпроект. В таблице 14 представлены данные по профилю скважины.

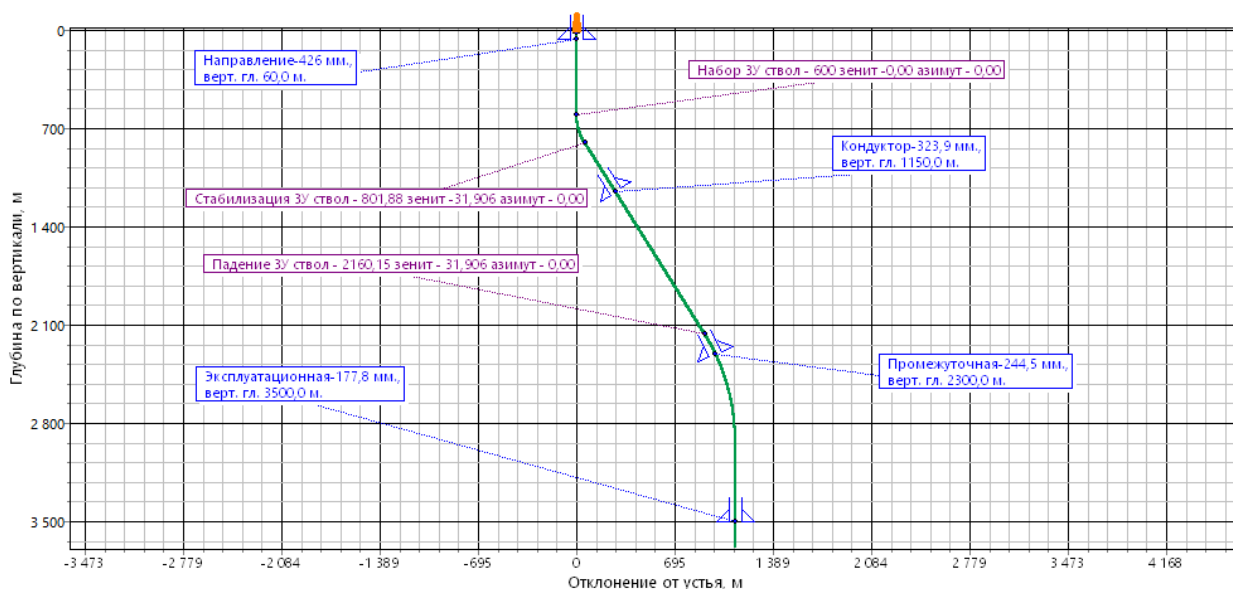


Рисунок 1 – Профиль скважины

Таблица 14 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		Плоский пятиинтервальный профиль наклонно-направленной скважины									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м					3675		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10м				1,5
Глубина вертикального участка скважины, м					600		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/10м				- 0,399 6
Отход скважины, м					1120		Интенсивность искривления на третьем участке набора зенитного угла, град/10м				—
Длина интервала бурения по пласту, м					3968		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м				—
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м					—		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				31,90 6
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м					—		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				—
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град					—		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				0
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	600	600	0	0	0	0	0	0	600	60
2	600	801	201	0	92	92	0	31,906	600	812	212
3	801	2160	1359	92	953	861	31,906	31,906	812	2412	1600
4	2160	2918	758	953	1120	167	31,906	0	2412	3211	799
5	2918	3675	757	1120	1120	0	0	0	3211	3968	757
Итого	Σ		2986	Σ		1120	-	-	Σ		3968

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Исследуемый пласт – юрские отложения и исходя из условий технического задания и опыта строительства скважин в подобных геологических условиях выбираем конструкцию забоя закрытого типа с цементируемым хвостовиком.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Давление столба бурового раствора должно превышать пластовое не менее чем на 10% для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 15 кгс/см² (1,5 МПа) ,5% для скважин глубиной более 1200. Исходя из этого условия и геологических условий рассчитаем минимальную плотность бурового раствора и построим совмещенный график давлений, изображенный на рисунке 2

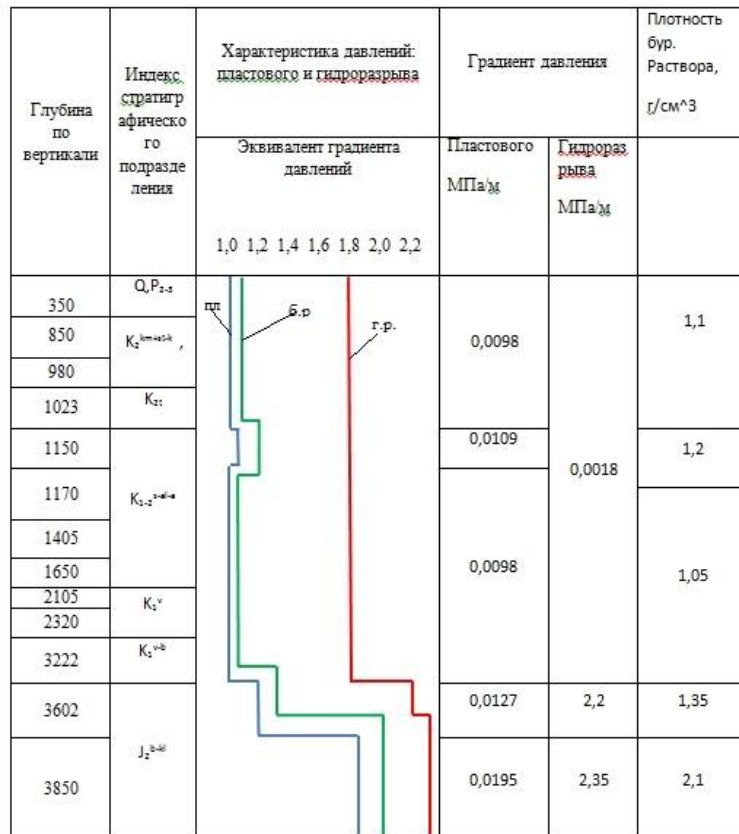


Рисунок 2 – совмещенный график давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление: 0-60 м(с учетом перекрытия червертичных отложений на 10 м.)

Кондуктор: по глубине 0-1150 м ; по стволу 0 – 1223 (перекрываем наиболее неустойчивые горные породы.

Глубину спуска остальных колонн определим из условия недопущения гидроразрыва горных пород под их башмаком при закрытии устья скважины в случае флюидопроявления

$$H_K \geq \frac{P_{пл}}{gradP_{гп} \cdot e^s} \quad (1)$$

Техническая колонна : по глубине 0-2300 м ; по стволу 0 – 2572 м

Эксплуатационная колонна: по глубине 0-3350 м;

по стволу 0–3642м

Хвостовик: по глубине 3100- 3675 м (С учетом ЗУМППФ-а +35м);

по стволу 3393 –3942 м

Результаты расчета глубины спуска колонн представлены в таблице 15

Таблица 15 – Расчет глубины спуска обсадных колонн

ИМЯ ПЛАСТА	ПК16 2	ПК18	БТ1	БТ12 0	БТ12 1-1	СГ5	Ю21
Лкр	1771	1907	2351	2882	2968	3382	3618
Гпл	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,129	0,198
Ггрп	0,2	0,17	0,162	0,2	0,2	0,19	0,226
у	0,568	0,568	0,622	0,656	0,706	0,776	0,776
Расчетные значения							
Пластовое давление	175,329	188,793	232,749	285,318	293,832	436,278	716,364
Давление гидроразрыва на минимально необходимой глубине спуска	180	195,5	243	280	284	437	791
e^s на минимально необходимой глубине спуска	1,05	1,04	1,05	1,10	1,12	1,09	1,01
давление на минимально необходимой глубине спуска	166,86	180,85	220,75	258,87	263,38	401,12	709,83
$L_{кондmin}$	900	1150	1500	1400	1420	2300	3350
Принимаемая глубина	1400						
Требуемый запас	1,08	1,08	1,10	1,08	1,08	1,09	1,11

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Скважина газовая, поэтому хвостовик цементируется выше башмака эксплуатационной колонны на 250 метров, эксплуатационная и техническая колонны – на 500 метров башмаков предыдущих колонн.

Направление и кондуктор цементируются на всю длину.

Таблица 16 – результаты расчета глубин спуска и цементировании обсадных колонн

Колонна	Спуск		Цементирование	
	По глубине	По стволу	По глубине	По стволу
Направление	0-60	0-60	0-60	0-60
Кондуктор	0-1150	0-1223	0-1150	0-1223
Техническая колонна	0-2300	0-2572	720-2300	723-2572
Эксплуатационная колонна	0-3350	0-3643	1870-3350	2072-3643
Хвостовик	0-3675	3393-3942	3100-3675	3393-3968

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет начинается с хвостовика, при этом должны быть соблюдены необходимые зазоры между долотом и внутренними стенками предыдущей колонны.

Произведя расчеты, получим данные, с помощью которых спроектирована конструкция скважины, изображенная на рисунке 3

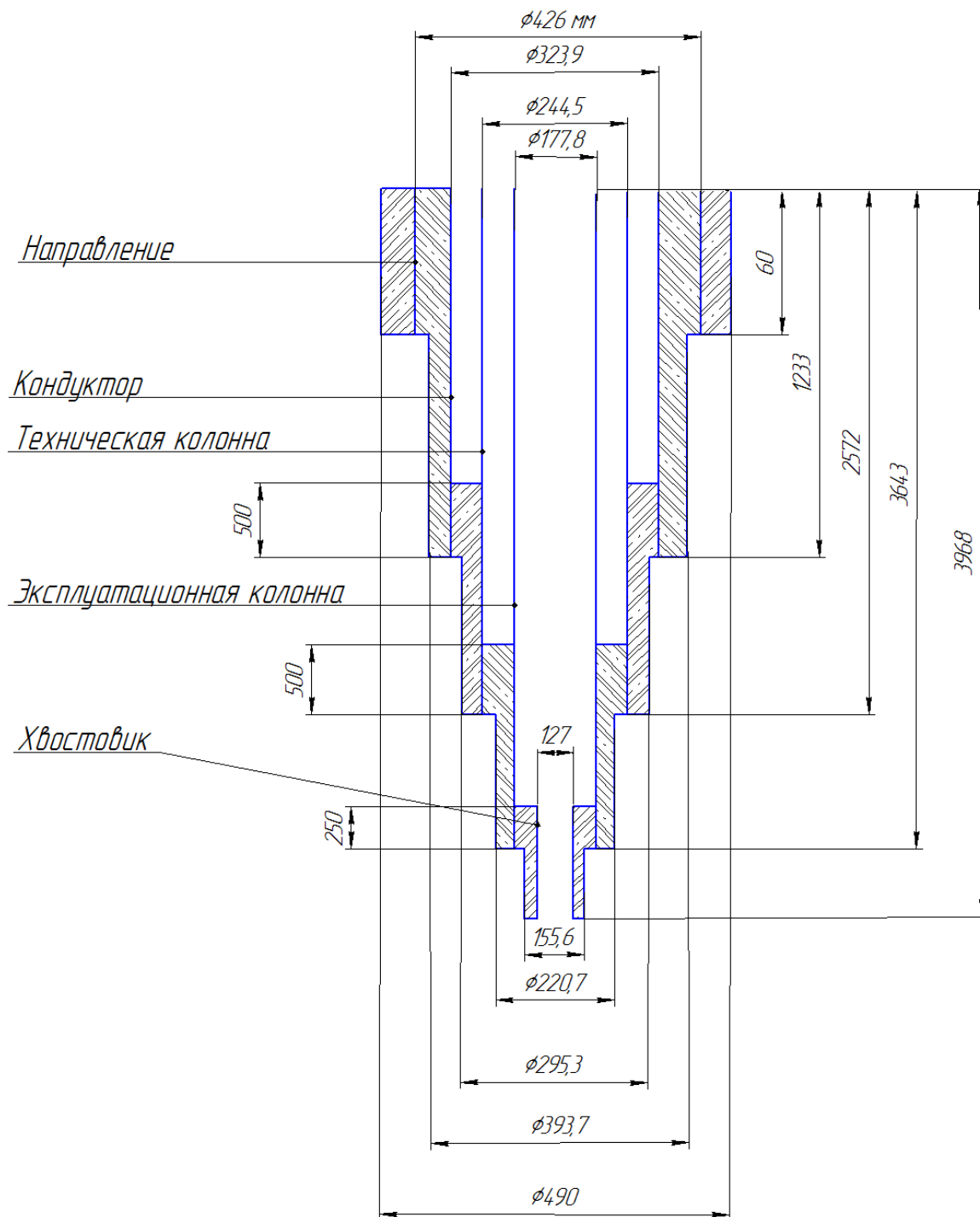


Рисунок 3 – Конструкция скважины

2.2.6 Разработка схемы обвязки устья скважины

Для выбора обвязки рассчитаем величину максимального устьевого давления по формуле :

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{пл}}}{e^s} \quad (2)$$

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{\text{отн}} \cdot H$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа

$\gamma_{\text{отн}}$ – относительная плотность газа по воздуху

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{\text{отн}} \cdot H = 10^{-4} \cdot 0,776 \cdot 3618 = 0,28$$

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{пл}}}{e^s} = \frac{716 \text{ атм}}{2,71^{0,28}} = \frac{716 \text{ атм}}{1,32} = 542 \text{ атм}$$

Согласно конструкции скважины и геологическим условиям выбираем

- Колонную обвязку: ОУС 2-70-178х245х324
- Противовыбросовое оборудование: ОП10 -350/80х70

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Под направление выбираем роторный способ бурения, так как применение забойного двигателя в этом случае не дает никаких преимуществ. При бурении интервалов под кондуктор, промежуточную колонну, эксплуатационную колонну, верхний участок хвостовика применяются забойные двигатели для контроля траектории скважины, в связи с присутствием наклонного участка и двух участков с изменением зенитного угла – способ бурения совмещенный.

Таблица 17 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-60	Направление	Роторный
60-1150	Кондуктор	Совмещенный
1150-2300	Промежуточная колонна	Совмещенный
2300-3350	Эксплуатационная колонна	Совмещенный
3350-3618	Хвостовик	Совмещенный
3618-3645	Хвостовик(отбор керна)	Роторный
3645-3675	Хвостовик	Роторный

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Выбранные породоразрушающие инструменты по интервалам бурения показаны в таблице 18

Таблица 18 – Характеристики выбранных долот

Интервал		0-60	60-1223	1223-2572	2572-3643	3643-3911	3911-3938	3938-3968
Шифр долота		III 490 М-ЦВ	БИТ 393.7 В Т 413 ТУ	БИТ 295.3 В Т 613 ТУ.30	БИТ 220.7 В Т 613 ТУ.30	БИТ 155.6 В 713 ТУЕ.30	БИТ 155,6/80 В 12121 АМ.31	БИТ 155.6 В 713 ТУЕ.30
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC	Алмазное	PDC
Диаметр долота, мм		490	393.7	295.3	220.7	155.6	155,6	155.6
Тип горных пород		Мягкие	Мягкие	Средние	Средн,тверд	Твердые	Твердые -	Твердые
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-171	3-152	3-117	3-88	МК 119x4x1:16	3-88
		API	Pin 7 5/8 Reg	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 ½ Reg	3 ½ Reg	-
Длина, м		0,81	0,455	0,441	0,383	0,30	0,35	0,30
Масса, кг		290	200	138	50,3	18	20	18
G, тс	Рекомендуемая	24,8	9,6	8	8	9,6	4	9,6
	Предельная	31	12	10	10	12	5	12
n, об/мин	Рекомендуемая	132	82	84	86	122	122	122
	Предельная	-	-	-	-	-	-	-
n, об/мин	Рекомендуемая					3-88		
	Предельная					3938-3968		

Обоснование выбора породоразрушающего инструмента:

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 490 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно. Для остальных интервалов бурения выбираются долота PDC, обеспечивающие максимальную проходку и соответствующие твердости горных пород.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

Обоснование выбора осевой нагрузки:

При выборе осевой нагрузки из рассчитанных значений выбирается максимально допустимая нагрузка G_3 , если полученное аналитически G_1 и статистически G_2 значение превышает максимально допустимое, в обратной ситуации выбирается большая из величин, рассчитанных статистически или аналитически.

Таблица 19 – Результаты расчета осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

Интервал	0-60	60-1223	1223-2572	2572-3643	3643-3911	3911-3938	3938-3968
Исходные данные							
α	1	1	1	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	2039	4078,8 6	6444	11216	13572	13572	13572
$D_{д}, \text{см}$	49	39,37	29,53	22,07	15,56	15,56	15,56
η	1	1	1	1	1	1	1
$\delta, \text{см}$	0,15	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,3	0,5	0,7	1	1	1
$G_{пред}, \text{кН}$	310	120	100	100	120	50	120
Результаты проектирования							
$G_1, \text{кН}$	7,4	66,8	120,6	262,4	291,1	-	291,1
$G_2, \text{кН}$	98	118,1	147,6	154,49	155,6	155,6	155,6
$G_3, \text{кН}$	248	96	80	80	96	40	96

Продолжение таблицы 19

G _{проект} , кН	98	96	80	80	96	40	96
--------------------------	----	----	----	----	----	----	----

2.3.4 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента

Согласно методике расчет частоты вращения производится, исходя из необходимой линейной скорости на периферии долота, минимального допустимого времени контакта вооружения долота с горной породой, для шарошечных долот также учитывается стойкость опоры.

Результаты проектирования частоты вращения представлены в таблице 20

Таблица 20 – проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-1223	1223-2572	2572-3643	3643-3911	3911-3938	3938-3968
Исходные данные								
V _л , м/с		3,4	1,7	1,3	1	1	1	1
D _д	м	0,49	0,3973	0,2953	0,2207	0,1556	0,1556	0,1556
	мм	490	393.7	295.3	220.7	155.6	155,6	155.6
τ, мс		6	-	-	-	-	-	-
z		24	-	-	-	-	-	-
α		0,9	-	-	-	-	-	-
Результаты проектирования								
n ₁ , об/мин		122,7	82	84	86	122	122	122
n ₂ , об/мин		268	-	-	-	-	-	-
n ₃ , об/мин		786,6	-	-	-	-	-	-
n _{проект} , об/мин		132	82	84	86	122	122	122

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для бурения под кондуктор выбирается двигатель ВЗД ДРУ-240, производства РСБ-сервис, подходящий для бурения вертикального участка кондуктора, участка набора зенитного угла на интервале 600-812 м по стволу, также подходящий по частоте вращения и создаваемому моменту,

необходимому для разрушения горной породы для данного интервала. Для бурения промежуточной колонны выбирается двигатель ДРУ с тем же типоразмером исходя из соотношения с диаметром долота. Здесь двигатель используется для бурения наклонного участка, участка падения зенитного угла 2160-2576 м. Под эксплуатационную колонну Используется ДРУ-195 для участка падения угла на 2160-1918 м, и для контроля зенитного угла на 2948-3643 с нулевой интенсивностью искривления. Для бурения хвостовика 3643-3895 м также используется двигатель с углом перекоса - ДРУ 127, для контроля зенитного угла на вертикальном участке. Все двигатели выбирались исходя из создаваемого момента и частоты вращения. Исходные данные для выбора указаны в таблице 21, результаты проектирования в таблице 22.

Таблица 21 – проектирование типа забойного двигателя

Интервал		60-1223	1223-2572	2572-3643	3643-3968
Исходные данные					
D _д	м	0,3973	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	397,3	295,3	220,7	155,6
G _{ос} , кН		96	80	80	96
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		240	240	195	127
M _р , Н*м		5070	3101	2348	2064
M _о , Н*м		196,85	147,6	110,3	77,8
M _{уд} , Н*м/кН		48,7	36,9	27,9	19,8

Таблица 22 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240	60-2572	240	8,1	2181	30-75	85-210	23	95-408

Продолжение таблицы 22

ДРУ- 195	2572- 3643	195	9,3	151 8	20-40	80-160	15	67-210
ДРУ4- 127	3643- 3968	127	7,08	503	10-20	120-265	3,1	28-76

2.3.6 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Для выбора оптимального расхода бурового раствора производится расчет величин $Q_1, Q_2, Q_3, Q_4, Q_5, Q_6$, где:

Q_1 - Расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя

Q_2 - Расход при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность

Q_3 - Максимальный расход раствора при котором не происходит размыв стенок скважины

Q_4 - Минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов

Q_5 - расход раствора Q_5 для создания необходимой скорости истечения из насадок долота

Q_6 - Расход раствора Q_6 для устойчивой работы гидравлического двигателя

Область допустимого расхода бурового раствора ΔQ , л/с выбираем из условия: $Q_{1,2,4,5,6} \leq Q < Q_3$, где $Q_{1,2,4,5,6}$ – наибольшее из значений Q_1, Q_2, Q_4, Q_5 и Q_6 .

Итог проектирования расхода промывочной жидкости заносится в таблицу 23

Таблица 23 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-60	60- 1223	1223- 2572	2572 - 3643	3643- 3911	3911-3938	3938-3968
Исходные данные							
Q_1 , л/с	113	67	30	17	6	6	6
Q_2 , л/с	119	60	36	21	3,8	3,8	3,8

Продолжение таблицы 23

Q_3 , л/с	239	126	56	28	12	12	12
Q_4 , л/с	114	71	33	17	7	7	7
Q_5 , л/с	16	32	35	52	56	84	56
Q_6 , л/с	-	30-75	30-75	20-40	10-20	10-20	-
Области допустимого расхода бурового раствора							
ΔQ , л/с	119-239	75-126	36-56	28-40	10-12	10-12	7-12
Запроектированные значения расхода бурового раствора							
Q , л/с	72	64	50	28	10	10	10
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)							
$Q_{тн}$, л/с	-	0,052	0,052	0,03	0,015	-	-
ρ_1 , кг/м ³	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1100	1050	1050	1050	1,4	2,1	2,1
$M_{тн}$, Н*м	-	4200	4200	1000	600	-	-
$M_{тб}$, Н*м	-	10340	10340	7770	2500	-	-

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Методика

Исходя из условий бурения и диаметра долота на интервале, выбирается наружный диаметр основной ступени УБТ.

Таблица 24 –Соотношения диаметров долот и основной ступени УБТ

Диаметр долота, мм	Диаметр УБТ, мм
190,5	159 (146)
215,9	178 (159)
244,5	203 (178)
269,9	219; 229 (203)
295,3; 320	229; 245; 254 (219; 229)
349,2	245; 254 (229; 245)
393,7 и более	273; 299 (254; 273)

Направление

$$D_{01} = 279 \text{ мм}$$

Кондуктор

$$D_{01} = 279 \text{ мм}$$

Промежуточная колонна

$$D_{01} = 229 \text{ мм}$$

Эксплуатационная колонна

$$D_{01} = 178 \text{ мм}$$

Хвостовик

$$D_{01} = 121 \text{ мм}$$

Жесткость на изгиб ступени должна быть не меньше жесткости обсадной колонны, под которую ведется бурение. В противном случае при спуске обсадной колонны возможны посадки. Проверяется условие:

$$D_{01}/D_{ок} \geq \{ [1 - ((D_{ок} - 2\delta_{ок})/D_{ок})^4] / [1 - (d_{01}/D_{ок})] \}^{0.25} \quad (3)$$

где D_{01} и d_{01} - соответственно наружный и внутренний диаметры основной ступени УБТ, мм

Условие выполняется для всех интервалов.

Наружный диаметр бурильных труб первой секции принимается в соответствии со способом бурения и диаметром обсадных труб. Диаметры выбранных бурильных труб представлены в таблице 25

Таблица 25 – рекомендуемые соотношения диаметров обсадных и бурильных колонн, мм

Диаметр обсадной колонны	Способ бурения	
	забойными двигателями	роторный
178	89; 102 (90; 103)	89; 102 (90; 103)
219	114; 127 (129)	102 (103); 114
245	127; 140 (129; 147)	114; 127 (129)
273	140 (147)	127; 140 (129; 147)
299-377	140 (147)	140 (147)

Для обеспечения плавного перехода по жесткости от основной ступени УБТ к КБТ должно выполняться условие:

$$D_{on} < 1,33 D_1 \quad (4)$$

где D_{on} – диаметр последней ступени УБТ, мм;

D_1 – диаметр бурильных труб первой секции, мм.

Если условие не выполняется, то компоновку УБТ необходимо проектировать ступенчатой. При переходе от одной ступени УБТ к другой необходимо, чтобы выполнялось условие:

$$0,75 D_{0i} < D_{i+1}, \quad (5)$$

где D_{0i} , D_{i+1} – диаметры соответственно предыдущей и следующей ступеней УБТ.

Согласно расчету выбирается ближайший типоразмер УБТ. Длина переходной ступени обычно выбирается – 8 метров. Если условие перехода по жесткости от УБТ к КБТ не выполняется, то проектируется третья и т.д. ступень.

Результат проектирования ступеней УБТ и КБТ представлен в таблице

Выбор оборудования для КНБК:

0-60 м: первый элемент - шарошечное долото, так как использование PDC не рентабельно для бурения под направление. Калибратор над долотом входит в одну из стандартных видов компоновок для бурения вертикальных участков. Для бурения интервала под направление не требуется применения забойного двигателя, поэтому выше устанавливаются 3 секции УБТ для плавного перехода к колонне бурильных труб.

60-1223 м: Первый элемент - PDC долото БИТ 393.7 В Т 413 ТУ обеспечивает оптимальную скорость бурения при высокой проходке. Калибратор, необходимый для сохранения диаметра скважины

устанавливается над долотом исходя из опыта применения подобной конструкции КНБК при бурении наклонно – направленных скважин. Выше устанавливается обратный клапан КОБ 178 для предотвращения зашламования следующего элемента компоновки - ВЗД ДРУ-240, предназначенного для бурения интервала набора угла 600-812 м и наклонного участка 812-1223 м по стволу. Немагнитные трубы с телесистемой проектируются над двигателем исходя из опыта применения такого расположения элементов КНБК при бурении наклонно-направленных скважин. Выше устанавливаются секции УБТ для плавного перехода к колонне бурильных труб. Аналогичные компоновки с соответствующими типоразмерами элементов применяются на интервалах 1223-2576 м, 2576-3642 м, 3642-3911 м. В интервале 3911-3938 используется буровая головка с кернаотборным снарядом для отбора керна. На 3938-3968 м проектируется компоновка без телесистемы и забойного двигателя, как и на предыдущем участке ввиду их малой протяженности и отсутствия изменения зенитного угла.

Результат проектирования компоновок представлен в таблице Б.1 приложения Б.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости

Обоснование выбора типа и рецептуры промывочной жидкости представлено в приложении В.

Результат выбора представлен в таблице 26, способы контроля параметров бурового раствора представлены в таблице 27

Таблица 26 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов											
			Направление		Кондуктор		Тех. колонна		Экспл. колонна		Хвостовик		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулятор pH	25,00	22,05	1	31,95	2	27,09	2	125,05	5	38,34	2	244	12
Глинопорошок	Регулятор реологических свойств	1000,00	1764,16	2	20051,29	21	0,00	0	0,00	0	0,00	0	21815	23
Барит	Регулирование плотности	1000,00	7144,84	8	53135,91	54	0,00	0	0,00	0	0,00	0	602805	62
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25,00	0,00	0	501,28	21	589,86	24	250,10	10	76,69	4	1417	59
Биополимер	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	25,00	0,00	0	0,00	0	235,95	10	100,04	4	30,68	2	366,66	16
ПАЦ ВВ	Понижитель фильтрации	25,00	0,00	0	0,00	0	707,84	29	300,11	12	92,03	4	10998	45
ПАЦ НВ	Понижитель фильтрации	25,00	0,00	0	2506,41	101	2949,31	118	1250,48	51	383,44	16	70894	286
Инкапсулятор	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	25,00	0,00	0	0,00	0	589,86	24	250,10	10	76,69	4	9165	38

Продолжение таблицы 26

Смазочный материал	Снижение коэффициента трения в скважине	186,00	0,00	0	2506,41	14	5898,63	32	2500,95	14	766,89	5	11672	65
Мрамор	Регулирование плотности	1000,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	1533,78	2	1533,78	2
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	25,00	0,00	0	0,00	0	294,93	12	125,05	5	38,34	2	458,32	19
Кальцированная сода		60,00	22,05	1	250,64	5	294,93	5	125,05	3	38,34	1	731,02	15
Ферромарганец	Утяжелитель	1000,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	73928	97	107517,84	108	203554,43	171

Контроль параметров бурового раствора

Таблица 27 – Методы контроля параметров буровых растворов

Параметр	Ед. изм.	Приборы и оборудование	Назначение параметра
Плотность бурового раствора ρ	г/см ³	Ареометр	Контроль противодавления на гонимые породы
Условная вязкость T	с	Воронка Марша	Контроль шламовыносящей способности раствора
Показатель фильтрации Φ_{30}	Мл	Фильтр – пресс	Контроль степени проникновения фильтрата бурового раствора в проницаемые горные породы
Статическое напряжение сдвига $\theta_{1/10}$	дПа	Вискозиметр	Контроль способности бурового раствора удерживать шлам во взвешенном состоянии
Кажущаяся вязкость θ_{600}	сПз	Вискозиметр	Контроль шламовыносящей способности раствора

Продолжение таблицы 27

Пластическая вязкость $\eta_{пл}$	сПз	Вискозиметр	Контроль шламовыносящей способности раствора
Динамическое напряжение сдвига τ_0	дПа	Вискозиметр	Контроль степени очистки бурового раствора
Содержание песка в буровом растворе Π	%	Сетка Воронка Стеклянная пробирка	Контроль степени очистки бурового раствора
Показатель химической активности pH	—	Индикаторные полоски	Контроль кислотности среды бурового раствора

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.

Выбор гидравлической программы осуществлялся с помощью программного обеспечения бурсофтпроект путем подбора количества насосов, диаметров втулок насоса, количества двойных ходов в минуту, количества и диаметра насадок на долоте. При этом значения расхода буровых насосов были приняты за уже ранее рассчитанные, а обязательное условие – рассчитанные давления на стояке в конце интервала не должны превышать максимального создаваемого насосами давления.

Результаты выбора гидравлической программы представлены в таблицах Г.1, Г.2, Г.3 приложения Г.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна должен производиться на интервале исследуемого пласта на глубине 3618-3645 м. Пласт сложен очень твердыми горными породами, для бурения которых требуется породоразрушающий инструмент с соответствующими характеристиками. Оптимальным решением в данном случае будет выбор бурильной головки БИТ 155,6/80 В 12121 АМ.31, предназначенной для отбора керна пород VIII–X категории твердости, что обеспечит качественный вынос образца горной породы. Керноотборное устройство так же должно обеспечивать максимальную эффективность операций, поэтому останавливаемся на устройстве УКР-146/80 «Силур», предназначенном специально для отбора керна в условиях осложненных осыпями и обвалами, возможных в данных геологических условиях на протяжении всего ствола скважины.

Результаты проектирования технических средств отбора керна представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Результаты проектирования технических средств отбора керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3618-3645	УКР-146/80 «Силур»	4	122	12

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Исходные данные к расчету:

Формирование исходных данных представлено в таблице 40

Таблица 30 – исходные данные для расчета

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}, \text{кг/м}^3$	1100	Высота подъема тампонажного раствора $h_1, \text{м}$	1870
Плотность продажной жидкости $\rho_{прод}, \text{кг/м}^3$	1050	Высота подъема тампонажного раствора нормальной плотности $h_2, \text{м}$	150
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}, \text{кг/м}^3$	1500	Высота цементного стакана $h_3, \text{м}$	10
Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}, \text{кг/м}^3$	1820	Коэффициент усадки	25
Глубина скважины по вертикали Н, м	3350	—	

Целью расчета избыточных давлений является построение эпюры по характерным точкам на рисунке 4

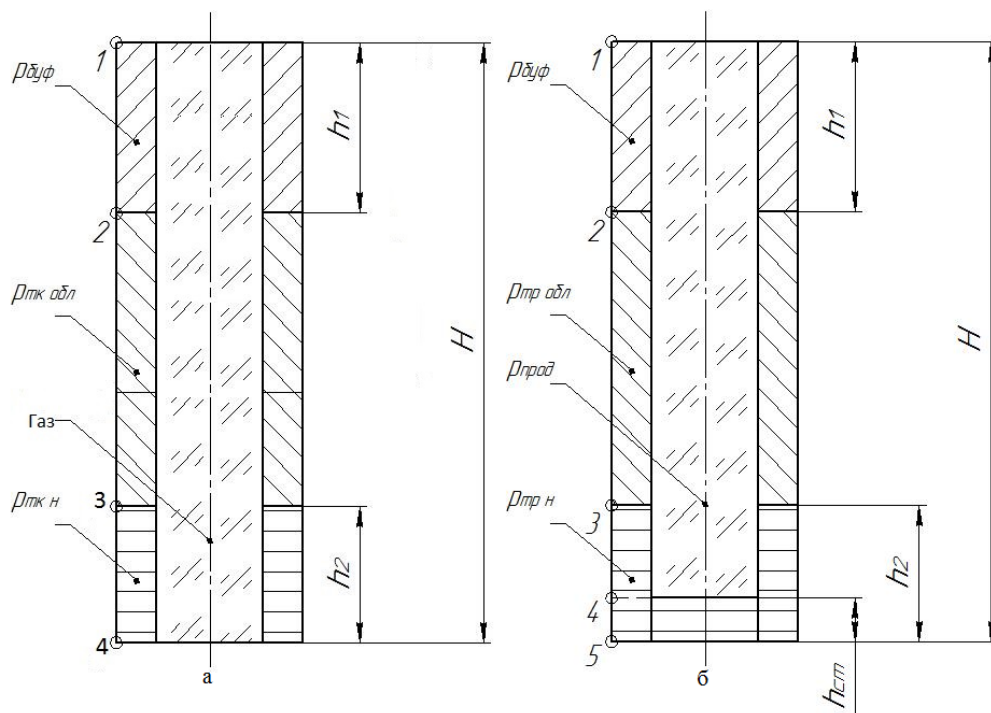


Рисунок 4 – схема расположения жидкостей в скважине:

а – в конце эксплуатации; б – в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

По рассчитанным в точках давлениям строится эпюра, изображенная на рисунке 5

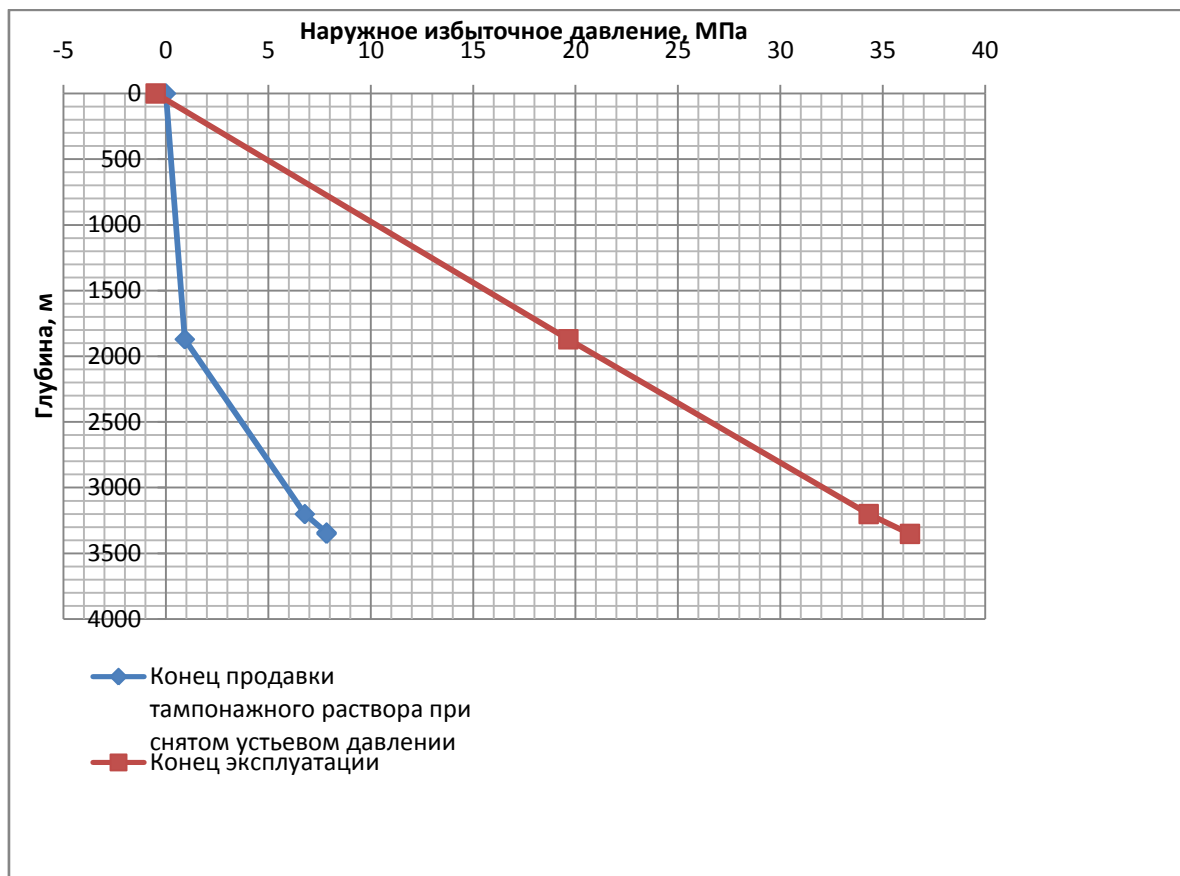


Рисунок 5 – эпюра наружный избыточных давлений

Наиболее опасная ситуация для наружных избыточных давлений возникает при достижении максимального давления на забое скважины – 36,33 МПа в конце эксплуатации.

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Схема расположения жидкостей при опрессовке и в конце продавки тампонажного раствора представлена на рисунке 6

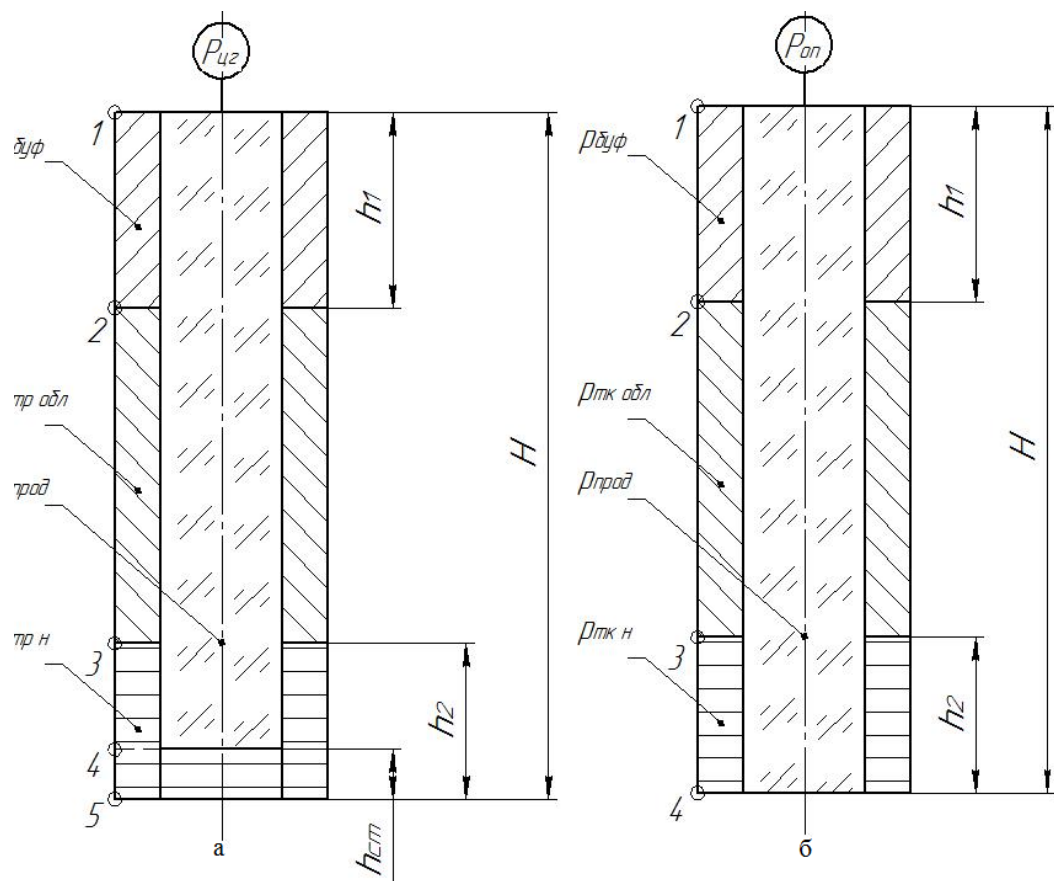


Рисунок 6 Схема расположения жидкостей в скважине:

а – в конце продавки тампонажного раствора на моменте стоп, б – пр опрессовке эксплуатационной колонны.

По характерным точкам с помощью исходных данных рассчитываются внутренние избыточные давления и строится эпюра, представленная на рисунке 7

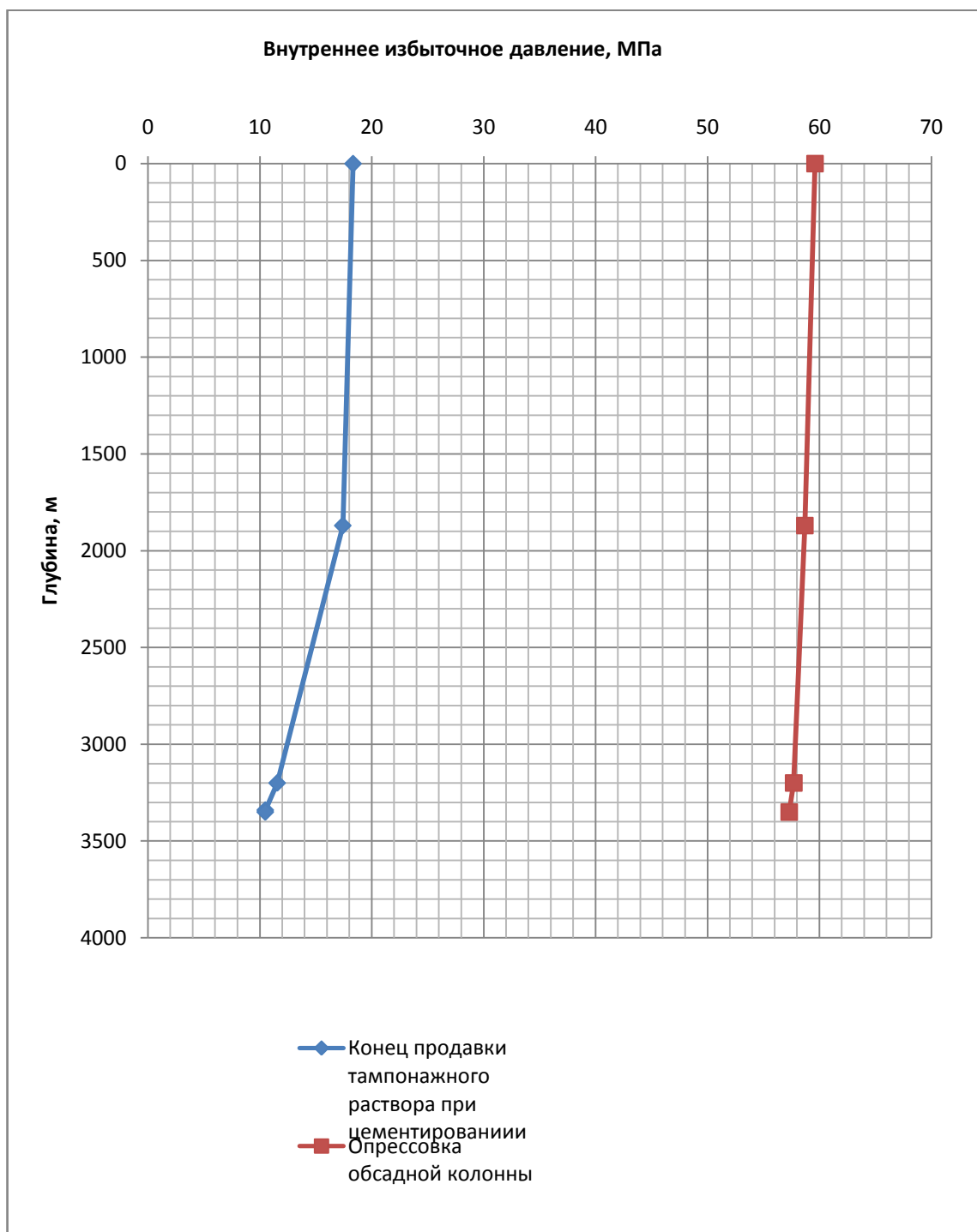


Рисунок 7 – эпюра внутренних избыточных давлений

Из всех возможных случаев максимально возможное давление наблюдается при опрессовке эксплуатационной колонны, когда максимальное внутреннее избыточное давление достигает 57,7 МПа. Для

этого случая и будет производиться расчет обсадной колонны на прочность.

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Расчет 1 секции (в пределах эксплуатационного пласта)

Внутренние избыточные давления значительно превышают наружные избыточные, поэтому расчет обсадной колонны начинается с прочностью на внутреннее давление.

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 31.

Таблица 31–Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Л	10,4	1546	51,5	64480	24,84	2072-3618
2	Л	11,5	2072	47,3	98000	162400	0-2072

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяем условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр} \quad (6)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{зр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа.

$$0,95 \cdot P_{гр} = 68,1 \text{ МПа}$$

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} = 42,4 + 0,22 = 42,62 \text{ МПа}$$

$$42,62 < 68,1$$

Условие выполняется, следовательно выбираем прямой одноступенчатый способ цементирования.

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Занесем рассчитанные значения в сводную таблицу 32

Таблица 32 – Рассчитанные объемы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем, м ³
Буферная жидкость	14,7
Облегченный тампонажный раствор	60,3
Цементный раствор нормальной плотности	2,27
Продавочная жидкость	62,5

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Учитывая температуры на интервалах цементирования и используемые при расчете обсадных колонн на прочность значения плотности тампонажного раствора нормальной плотности и облегченного выбираем марки цемента:

Цемент для раствора нормальной плотности - ПЦТ - II - 150 с водоцементным отношением 0,45

Цемент для облегченного раствора - ПЦТ - III - Об (4-6) – 100 с водоцементным отношением 1

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

Результаты расчета количества компонентов для приготовления жидкостей для цементирования представлены в таблице 33

Таблица 33– Количество составных компонентов

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков
Тампонажный раствор нормальной плотности	2,27	1820	1,48	ПЦТ - П - 150	3т/3
				НТФ	0,93кг/1
Облегченный тампонажный раствор	60,3	1500	52	ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	47т/47
				НТФ	24,6кг/1
Буферная жидкость			14,7	Кварцевый песок	2т/2
Продавочная жидкость			65,2	—	-

2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В соответствии с выбором цементировочной техники и проведенными

расчетами ее количества разработана технологическая схема расстановки цементировочного оборудования, приведенная на рисунке

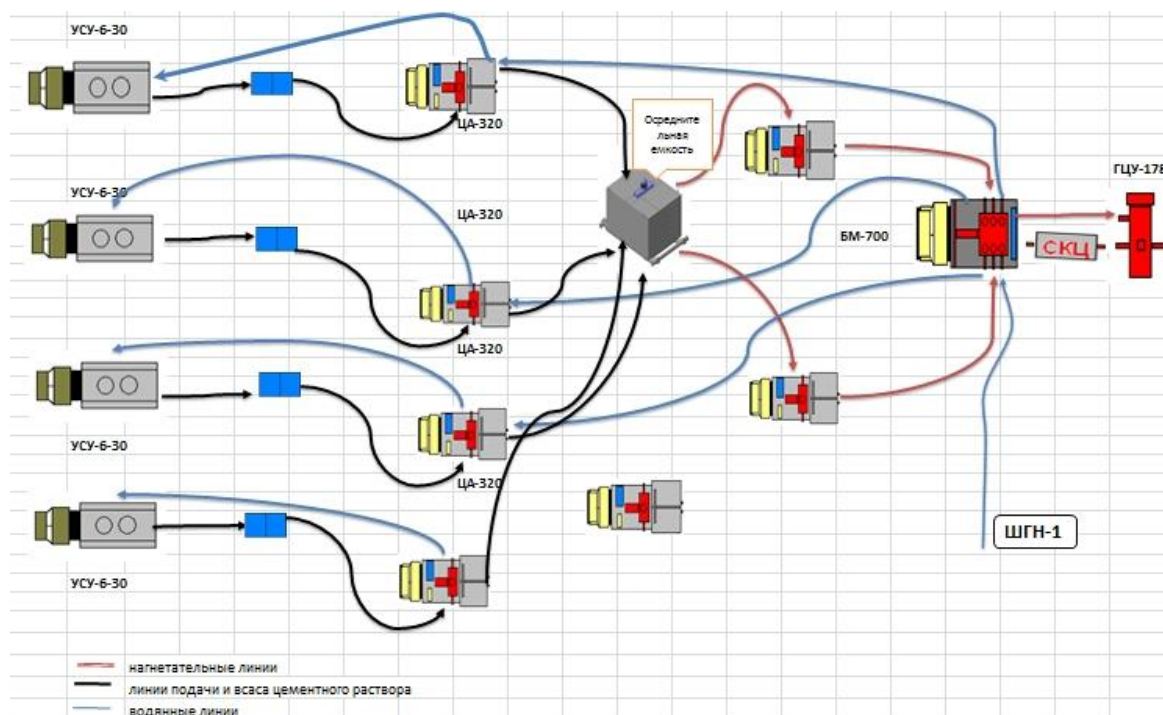


Рисунок 8 – Схема расстановки цементировочной техники

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку:

Башмак типа БМ-178 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
 Цементировочный клапан обратный дроссельный типа ЦКОД-178 ОТТМ;

Головка цементировочная типа ГЦУ-178 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;

Разделительные пробки типа ПРП-Ц-В-178 и ПРП-Ц-Н-178;
 Центраторы пружинные типа ЦЦ-2-168/216 (интервалы их установки и количество представлены в таблице 34

Таблица 34 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки по стволу, м	Обозначение центратора	Количество, шт.
650-3642	ЦЦ-2-178/216	150

2.4.2.5 проектирование процессов освоения и испытания скважины

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК – 65х21.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать кумулятивный перфоратор . Интервал перфорации составляет 1,7 м.

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи свабирования. Свабирование - способ освоения скважин методом снижения уровня жидкости (рисунок 9).



Рисунок 9 – схема вызова притока из скважины свабированием

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3Д-86

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 35

Таблица 35 – результат выбора буровой установки

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	80	[G _{кр}] / Q _{бк}	5,07
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	233	[G _{кр}] / Q _{об}	1,37
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	303	[G _{кр}] / Q _{пр}	1,05
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	320		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдочного блока, т (Q _{влб})	260	k _{по} = P _о / P _{бо} (k _{по} >1,25)	1,74
Вес бурильной колонны, т (Q _{бк})	63		
Вес обсадной колонны, т (Q _{ок})	233		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K _п)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т (Q _{бр})	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² (F _{бо})	36		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
4	130	800	

3. Специальная часть

Закрепление слабосцементированного продуктивного пласта смолами и другими составами

Применяемые методы борьбы с песком условно можно разделить на три группы: механические, физико-химические, химические. Указанным методам посвящены работы отечественных и зарубежных специалистов в области добычи нефти и газа.

Способы, предложенные в данной работы относятся к химическим и физико-химическим группам.

Описание методов закрепления призабойной зоны представлены в приложении Д.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия «ОАО “Сургутнефтегаз”»

В настоящее время компания имеет значительные мощности всех входящих в состав компании предприятий, полностью модернизированная производственная база, введен в эксплуатацию не имеющий аналогов в России завод по производству моющих средств, создано управление поисково-разведочных работ – одно из крупнейших в России, получил развитие корпоративный научно-исследовательский и проектный комплекс, обладающий мощным научным потенциалом, создан собственный газоперерабатывающий комплекс, реализована программа развития малой энергетики на основе строительства газотурбинных и газопоршневых электростанций, создан мощный нефтегазодобывающий производственный комплекс в Республике Саха (Якутия), что позволило начать промышленную добычу нефти в новой нефтегазоносной провинции.

Российская Федерация, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, г. Сургут, ул. Григория Кукуевецкого, 1, корпус 1.

Виды деятельности:

- эксплуатационное бурение
- разведка и добыча;
- нефтепереработка;
- использование и переработка газа;
- сбыт продукции.

Основные технико-экономические показатели деятельности компании за 2015-2017 гг. представлены в таблице 36.

Таблица 36 - Основные технико-экономические показатели деятельности компании за 2015-2017 гг.

Наименование показателя	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Абсолютное изменение 2017 к 2015 г.	Темп изменения 2017 к 2015, %
Добыча нефти, млн т	61,6	61,8	61,9	0,3	100,49
Производство газа, млрд. м ³	9,6	9,8	9,9	0,3	103,13
Объем инвестиций, млн. руб.	221776	227720	228658	6882	103,10
Среднесписочная численность персонала, чел., всего, в том числе:	115218	114275	114260	-958	99,17
- нефтедобыча	103253	102424	10414	-92839	10,09
- нефтепереработка	7966	7931	7930	-36	99,55
- сбыт	3999	3920	3916	-83	97,92
Выручка, млн. руб.	978205	992538	1144373	166168	116,99
Себестоимость продаж, млн. руб.	664341	662748	818593	154252	123,22

Продолжение таблицы 36

Чистая прибыль (убыток), млн. руб.	751355	-104756	149737	-601618	19,93
Среднегодовая стоимость активов, млн. руб.	3360685	3622423	3698802	338117	110,06
Рентабельность продаж, %	23,9	23,7	20,3	-3,6	84,94

Согласно данным таблицы можно обнаружить прирост чистой прибыли в 2017 году относительно 2015 гг. Это положительная тенденция. Негативным моментом является снижение рентабельности продаж за период на 3,6 процентных пункта.

4.1.2 Организационная структура предприятия

В целом структура компании может быть отражена с помощью рисунка 1.

Высшим органом управления Общества является общее собрание акционеров.

Общее руководство деятельностью Общества осуществляет Совет директоров, который вправе принимать решения по любым вопросам деятельности Общества, кроме тех, которые отнесены в соответствии с Уставом Общества к компетенции общего собрания акционеров. Члены Совета директоров Общества избираются годовым собранием акционеров, в порядке, предусмотренном Уставом Общества, сроком до следующего годового общего собрания акционеров. Лица, избранные в состав Совета директоров, могут переизбираться неограниченное число раз



Рисунок 10 – Организационная структура компании

В соответствии с Уставом, Общество не имеет коллегиального исполнительного органа. Генеральный директор является единоличным исполнительным органом Общества и руководит текущей деятельностью Общества в порядке и в пределах компетенции, определенной Уставом Общества, а также в соответствии с решениями Совета директоров и общего собрания акционеров. Генеральный директор Общества назначается Советом директоров Общества на срок 5 лет. По истечении срока полномочий Генерального директора он может быть назначен Советом директоров на тот же срок неограниченное число раз. Генеральный директор подотчетен Совету директоров и общему собранию акционеров Общества.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению скважин;
- бурение и крепление ствола скважин;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования производимых операций.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые». Первоочередно определяется продолжительность ВМР согласно «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения». В ВМР включают сборку оснований вышечно-лебедочного блока (66,5 часа), монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока (153,1 час), сборка вышки (305,5 часов), монтаж бурового, силового оборудования и

привышечных сооружений (219,8 часов), сборка оснований насосного блока (258 часов), монтаж буровой установки (79,6 часов).

Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

$$\Sigma T_{\text{МОН}} = 64 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258 + 79,6 = 1080 \text{ ч.}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 62 часа или 2,6 суток.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (7):

$$T_{\text{Б1}} = T_{\text{Б1}} * h \quad (7)$$

где $T_{\text{Б1}}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час; h – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра по ЕНВ определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров. Рассчитанное нормативное время на механическое бурение приведено в таблице Ж.1 приложения Ж.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых / поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам (8, 9):

$$T_{\text{СП}} = \frac{(N_{\text{СП}} * T_{1\text{СВ}})}{60}, \quad (8)$$

$$T_{\text{ПОД}} = \frac{(N_{\text{ПОД}} * T_{1\text{СВ}})}{60} \quad (9)$$

где $N_{\text{СП}}$, $N_{\text{ПОД}}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей; $T_{\text{СП}}$, $T_{\text{ПОД}}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час; $T_{1\text{СВ}}$ – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Ввиду того, что для бурения всех интервалов, за исключением интервала под хвостовик, количество спускаемых свечей определяется из компоновки бурильных труб интервала предыдущего рассчитываемому. Количество поднимаемых свечей соответствует количеству свечей, запроектированных в КНБК для бурения каждого интервала. Для интервала под направление количество спускаемых/поднимаемых свечей равно 3; под кондуктор – 44 свечи; под промежуточную колонну – 92 свечи; под эксплуатационную колонну

130 свечей; под интервал отбора керна – 140 свечей; Для интервала бурения под хвостовик количество свечей составляет 141. Рассчитанное время СПО приведено в таблице Ж.1 приложения Ж.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ». Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин». Работы по испытанию скважины на продуктивность, согласно нормативному времени, включают в себя: подготовительные работы перед испытанием объекта (34,2 часа); спуско-подъемные операции насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытываемого пласта (10,8 часов); работы по вызову притока флюида (25,3 часов); работы по исследованию объектов в скважине (163,3 часа); работы по задавке скважины (2,7 часа); работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов (12,1 часов).

Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 248,4 часов или 10,35 суток:

$$\sum T_{\text{исп}} = 34,2 + 10,8 + 25,3 + 163,3 + 2,7 + 12,1 = 248,4 \text{ ч.}$$

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на Поселковом нефтяном месторождении приведена в таблице Е.1 приложения Е.

Механическая скорость бурения определяется по формуле (10):

$$V_M = \frac{H}{t_M} = 3968 / 230,06 = 17,24 \text{ м/ч} \quad (10)$$

Где H – длина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (11):

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{\text{СПО}})} = \frac{3968}{230,06 + 28,36} = 15,35 \text{ м/ч} \quad (11)$$

где $t_{\text{СПО}}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле (12):

$$V_k = \frac{H * 720}{(T_k)} = 3968 * \frac{720}{562,6} = 2954 \text{ м/ч} \quad (12)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле (13)

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{3968}{6} = 661 \text{ м;} \quad (13)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на

месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- буровой мастер – 1 чел.
- помощник бурового мастера – 3 чел.
- бурильщик 6 разряда – 4 чел.
- бурильщик 5 разряда – 4 чел.
- помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел.
- помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел.
- электромонтёр 5 разряда – 4 чел.
- слесарь 5 разряда – 2 чел.
- Лаборант – 2 чел.

– Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения составляет 967,4 часа или 40,3 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на Поселковом нефтяном месторождении приведен в таблице 37

Таблица 37 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы			
		1	2	3	4
1.Вышкомонтажные работы	45				
2.Бурение	40,3				
3.Испытание	10,4				

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно- финансовых расчетов. Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин документом

«СНиП IV-5-82 Сборник 49», составленным в трех частях:

- Часть I – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;
- Часть II – строительные и монтажные работы;
- Часть III – бурение и испытание на продуктивность скважин.

Единый методический подход применяют для составления сметно- финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени или объема.

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки

материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки), относят расход долот, износ бурильных труб, спускаемый инструмент и др.

Амортизация считается, исходя из классификации основных фондов, прописанных Постановлением правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение скважины представлены в таблице Е.2, на крепление скважины – в таблице Е.3 приложения Е.

Стоимость промыслово-геофизических работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины, которое составляет 78,8 суток. Стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки составляет 389,3 руб. в сутки. За все время использования стоимость составит 30 610 руб. в ценах 1984 года или 6 250 562 руб. в текущих ценах.

Затраты, описанные в главах 7-11, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав с определенной зависимостью.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по

ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для ХМАО этот индекс составляет на апрель 2018 года 320,8 .

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице Е.4 приложения Е.

Сметная себестоимость строительства скважины (за метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле (14):

$$C_C^{1м} = \frac{C_{см-П}}{H} \quad (14)$$

$$C_C^{1м} = \frac{260\,689\,120,3 - 9\,935\,170}{3968} = 63194 \text{ руб.}$$

Таблица 38 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Длина скважины, м	3968
Продолжительность бурения, сут.	40,3
Механическая скорость, м/ч	17,24
Рейсовая скорость, м/ч	15,35
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	2954
Проходка на долото, м	661
Стоимость одного метра	63194

Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле

$$T_{np} = T_n \cdot k,$$

k - поправочный коэффициент учитывающий затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, принимаемый за 1,1.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблице 39

Таблица 39 – Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная , ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение	-	-	-
Направление	1,36	1,50	0,06
Кондуктор	37,16	40,88	1,70
Техническая колонна	99,45	109,40	4,56
Эксплуатационная колонна	81,32	89,45	3,73
Хвостовик	30,02	33,02	1,38
Крепление	-	-	-
Направление	23,61	25,97	1,08
Кондуктор	51,3	56,43	2,35
Техническая колонна	68,4	75,24	3,14
Эксплуатационная колонна	10,01	11,01	0,46
Хвостовик	55,45	61,00	2,54
Итого	458,2	504	21

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1. Производственная безопасность

На сегодняшний день уделяется большое внимание безопасности при строительстве нефтяных и газовых скважин. В первую очередь это объясняется тем, что данная деятельность представляет собой опасность для здоровья человека, а буровая установка является одним из наиболее опасных производственных объектов.

В процессе трудовой деятельности в своей производственной среде человек подвергается вредным и опасным факторам, которые оказывают или могут оказать негативное воздействие на здоровье человека.

Для анализа воздействия каждого из факторов при строительстве нефтяной скважины, а также с целью максимального предотвращения каждого из них, представим их источники в таблице 40.

Таблица 40 – Виды производственных работ, оказывающие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (в соотв. ГОСТ 12.0.003-74) [19]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Эксплуатация бурового оборудования; 2. Бурение ствола скважины; 3. Спуско-подъемные операции; 4. Цементирование скважин под каждую колонну;	1. Неудовлетворительные метеоусловия рабочей зоны; Повышенные запыленность и загазованность ; 2. Повышенные уровни шума и вибрации; 3. Недостаточная	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Поражение электрическим током; 3. Расположение рабочего места на	ГОСТ 12.1.003–83 [2] ГОСТ 12.1.007–76 [3] ГОСТ 12.1.012-2004[4] ГОСТ 12.4.125-83 [5] ГОСТ 12.2.003-91 [6] СП 52.13330.2011 [7] СНиП 2.04.05-91 [8] МР 2.2.7.2129-06 [9] ГОСТ Р 12.4.213-99[10] ГОСТ 12.1.029-80[11] ГОСТ 12.1.005-88[12] РД 10-525-03 [13]

Продолжение таблицы 40

5. Приготовление и обработка технологических жидкостей; 6. Освоение скважины и испытание пласта.	4. освещенность рабочей зоны; 5. Повреждения в результате взаимодействия с насекомыми	4. значительной высоте; 5. Пожаровзрыво-опасность	ГОСТ 12.3.003-86 [14] РД 34.21.122-87 [15]
-----------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------	-----------------------------------------------

5.1.1 Анализ возможных вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия

Неудовлетворительные метеоусловия рабочей среды. Работы, связанные со строительством скважин, часто осуществляются на открытых площадках или в неотапливаемых помещениях. Температура воздуха и скорость ветра рабочей зоны, а также фактор их совместного воздействия оказывают непосредственное влияние на самочувствие человека и его работоспособность.

При проведении работ в зимнее время может произойти обмороживание. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Александровский район Томской области относится к «особому» климатическому региону (IA). Так как выполняемые работы на буровой в своем большинстве относятся к категориям IIб (223-290 Вт) и III (более 290 Вт) по энергозатратам организма, то согласно МР 2.2.7.2129-06 можно определить допустимую продолжительность (ч) однократного пребывания и число перерывов для обогрева в смену на открытой территории для данного климатического региона в холодное время. (таблица 41)

Таблица 41 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

К неудовлетворительным метеоусловиям может относиться работа в условиях повышенных температур. В результате последнего нарушается терморегуляция.

При температурах выше 28°С организуют рациональный режим труда путем сокращения рабочего времени. Работающие в неудовлетворительных условиях должны быть обеспечены СИЗ: головной убор, спецодежда, защитные очки, обувь – теплоизоляция и состав которых должны соответствовать ГОСТ 12.4.011-89. Средства защиты работающих при строительстве поисково-оценочной наклонно-направленной скважины глубиной 3675 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область, Тазовский район).

Повышенный уровень шума. При повышенном уровне шума у работающих снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций, в конечном итоге это приводит к снижению производительности труда и качеству выполняемых работ. Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях - к глухоте. Дополнительно, он может способствовать возникновению несчастных случаев, маскируя предупреждающие сигналы.

Источниками шума при строительстве скважины являются различные механизмы, которые работают на различных передачах, различные частоты вращения шкивов, работа дизельных генераторов и пневмосистем буровой установки. В соответствии требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 "Шум. Общие требования безопасности" шумовой порог для рабочего места не должен превышать 85 дБА.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ постоянный производственный шум в насосном блоке, блоке очистки бурового раствора, в вышечно - лебедочном блоке не должен превышать уровень звука в 85 дБА для данного вида работ. При превышении допустимого уровня шума на объекте следует использовать средства индивидуальной защиты: наушники(например «СОМЗ-1 ЯГУАР»), вкладыши, шлемы. В качестве коллективных средств защиты стоит предусмотреть установку кожухов и глушителей, обеспечивающих звукоизоляцию и звукопоглощение.

Повышенный уровень вибрации. Воздействие вибрации отражается на нервной и опорно-двигательной системе. У работников подверженных действию вибрации отмечаются головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни .

Источники возникновения вибраций на буровой являются возникающие при работе машин, агрегатов и буровых насосов неуравновешенных силовых воздействий.

Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [4].

В качестве средств индивидуальной защиты от вибрации применяются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь. В местах управления различными механизмами должны быть оборудованы специальные виброгасящие коврики под ноги [35]. Предусмотрено также использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания).

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды. Во время приготовления буровых растворов, частицы сухих материалов могут проникать в органы дыхания, что может привести к отравлению организма. Аналогичное воздействие на организм человека оказывает загазованность бурового раствора. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [23] при строительстве скважин содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 5.3.

Таблица 42 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне [9].

Наименование вещества	Величина ПДК РЗ, мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³
Углеводороды	100	Сероводород	3
Диоксид серы	10	Диоксид серы	10
Диоксид углерода	9000	Диоксид углерода	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия при превышении нормы загазованности и запыленности включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [24], Также используются СИЗ органов дыхания – респираторы лепестки, противопыльные тканевые маски, противогазы.

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Недостаточная освещенность рабочего места является причинами: снижения продолжительности работы, повышенного утомления, развития близорукости.

Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. Освещение на буровой бывает: естественное, искусственное и аварийное. В зависимости от типа буровой установки, источниками освещения могут служить светильники НОБ-200, 300, ВЗГ-200АМ, РН-100, 200, которые снабжены герметичными стеклами и предохранительными сетками. При большой высоте каркасов укрытий используются светильники большей мощности с ртутно-кварцевыми лампами.

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) и приведены в таблице 43.

Таблица 43 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Насосный блок, превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Предупреждение недостаточной освещенности рабочих мест сводится к своевременной замене вышедших из строя источников света

Повреждения в результате контакта с живыми организмами. Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к

коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 .

Наиболее распространенное природно-очаговое заболевание, характерное для района проведения работ, – клещевой энцефалит. Заболевание энцефалитом вызывает тяжелое поражение центральной нервной системы. Активность клещей приходится на конец апреля - середину июня, но их укусы могут быть опасны и в июле, и в августе.

Главным профилактическим мероприятием от заболевания являются противо-энцефалитные прививки.

Защита людей от клещевого энцефалита включает в себя:

- соблюдение правил поведения на территории, эндемичной по клещевому вирусному энцефалиту;
- ношение специальной одежды соответствующей требованиям ГОСТ Р 12.4.296-2013;
- применение специальных химических средств индивидуальной защиты от клещей.

К мерам коллективной защиты относится уничтожение клещей в природных биотопах по эпидемиологическим показаниям на участках высокого риска заражения людей клещевым энцефалитом.

5.1.2. Анализ возможных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования. В результате действия этого фактора может возникнуть механическая травма, которая представляет собой повреждение тканей, частей тела и органов в результате воздействия внешней механической силы.

Источниками механических травм при сооружении скважины являются: падения различных предметов с высоты, механические травмы от удара свечей бурильных труб время спуско-подъемных операций, удар при движении автоматического ключа бурильщика.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [16], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны ставиться на учет и испытываться согласно РД 10-525-03 [13]. Весь рабочий персонал согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. "Средства защиты работающих." обеспечивается средствами индивидуальной защиты: касками, спецодеждой, рукавицами.

Поражение электрическим током. Поисково - оценочная наклонно-направленная скважина глубиной 3675 метров на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область, Тазовский район) согласно ПУЭ по опасности относится к особоопасным объектам. Электроснабжение буровой для работы электрооборудования использует напряжение 220 и 380 В.

Источником возможного электропоражения на современной буровой установке являются:

- силовые и преобразовательные трансформаторы;
- распределительные устройства высокого напряжения;
- электрические машины переменного и постоянного тока;
- кабели и провода;
- электрические источники света;
- комплектные устройства управления, защиты и распределения электрической энергии низкого напряжения;
- комплектные тиристорные устройства;

- передвижные электростанции.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, испытание и эксплуатацию электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [18];
- защиту от прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления, зануления буровой установки (расчет заземления приведен в приложении И);
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже III.

Расположение рабочего места на высоте. Опасность данного фактора определена тем, что в процессе строительства скважин возникает необходимость осуществления спуско-подъемных операций. Их проведение требует нахождения работника на высоте выше норматива, предусмотренного в межотраслевых правилах по охране труда при работе на высоте, составляющего 1,8 м. Сюда относятся полати, люлька верхового рабочего.

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП

[16] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного каната и предохранительного пояса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;

– установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

Запрещается работа на высоте в случаях: ливня, грозы, гололедицы, сильного снегопада и при ветре 5 баллов и более на открытых местах.

Пожаровзрывоопасность. Источниками пожара на буровой установке чаще всего являются: горящие или накалинные тела, электрические разряды, выделяемая теплота от механических воздействий, искры от удара и трения [16]. Согласно Ф3-123 буровая установка относится по пожаровзрывоопасности к классу А.

Наибольшую опасность они приобретают при риске ГНВП. В целях предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают посредством ГНВП, проводятся следующие мероприятия:

– запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;

– отведение специальных мест для курения и разведения огня;

– установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;

– оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии (расчет молниезащиты приведен в приложении X);

– оборудование буровой пожарными щитами, порошковыми огнетушителями ОП-5, ящиками с песком согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [21].

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

– установка на объекте системы оповещения (звуковой сигнализации) всего персонала, занятого на буровой.

– исключение источников возгорания;

– испытание сосудов, работающих под давлением, на давление,

превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП [16]);

- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентилиацией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

5.2 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность является одной из самых негативно влияющих на экологию отраслей, поэтому следует уделять особое внимание мероприятиям по охране окружающей среды.

Атмосфера. Воздействие строительства на состояние атмосферного воздуха будет незначительным, так как строительные работы носят поэтапный характер и связаны с временным локальным увеличением приземных концентраций вредных веществ в атмосфере.

Селитебная зона в районе воздействия объекта отсутствует.

Гидросфера. В процессе бурения скважин загрязнению наиболее подвержены приповерхностная зона ствола скважины и зоны подземных горизонтов. Основными источниками загрязнения являются: буровой раствор, нефтепродукты, бытовые стоки.

Наиболее распространенные причины проникновения загрязнителей в объекты геологической среды следующие:

- нарушение герметичности обсадных колонн и цементного камня в заколонном пространстве;
- поглощение бурового раствора при промывках скважины, проникновение водной фазы в проницаемые отложения;

- некачественное цементирование, недоподъем тампонажного раствора;

Для защиты гидросферы в соответствии требований ГОСТ 17.1.3.12-86 "Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше" следует проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- контроль герметичности амбара при применении технологии амбарного бурения;
- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора. [33]

Литосфера. В процессе бурения скважины возникают промышленные отходы бурового раствора, бурового шлама, а так же бытовые отходы. По отношению к почвенной микрофлоре наиболее токсичными являются нефтепродукты, гидроокись и карбонат натрия и калия, хлорсодержащие соединения.

По завершении строительства скважин необходимо провести рекультивацию нарушенных земель. Способ рекультивации определяется на основании требований ГОСТ 17.5.1.02-85 "Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации". По завершению буровых работ необходимо выполнить следующие мероприятия:

- засыпать все амбары, траншеи, разравнять обваловку и спланировать площадку;
- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;

– восстановление растительности на нарушенных площадях работ путем проведения биологического этапа рекультивации, включающий посев многолетних трав с внесением минеральных удобрений. [34]

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 44.

Таблица 44 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [16]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасностью для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

5.3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [16]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана герметизировать устье скважины, известить руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [27].

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [28].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [29].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [30].

- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [31].

Заключение

Были проанализированы геологические условия и спроектирована конструкция скважины, породоразрушающие инструменты, компоновки низа бурильной колонны, параметры режима бурения под каждый интервал, процессы цементирования эксплуатационной колонны, и была приведена технология закрепления призабойной части пласта особыми составами.

Также спроектированы мероприятия по предупреждению опасных факторов для людей, работающих на буровой, обоснованы экономические аспекты строительства скважины в соответствующих разделах работы.

Список использованных источников

- 1 Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов. Осложнения и аварии при

бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. для вузов. - М.: ООО «Недра- Бизнесцентп», 2000-679 с.

2 М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.

3 А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. -152 с.

4 С.Л. Юртаев, И.С. Юртаев, Ю.А. Петухов. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. ТюмГНУ. Тюмень, 2008. - 109 с.

5 В.И. Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки бурильной колонны. Томский политехнический университет. Томск, 2006. - 24 с.

6 А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. - М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. - 424 с.

7 Минибаев В.В., Ильин И.А., Пестерев С.В. Эффективность полисахаридных реагентов в буровых растворах различной степени минерализации среды // Бурение и нефть. 2009. №10. С.48-50.

8 Грэй Д. Р., Дарлиг С.Г., Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) - М.: «Недра», 1985. - 472с.

9 Белоусов А.М. Практическое применение модифицированных крахмалов в безглинистых полимерных системах буровых растворов на месторождениях ОАО «Белкамнефть» // Бурение и нефть. 2008. №6. С.20-

22.

10 Пеньков А.И., Филиппов В.Ф., Филиппов Е.Ф. Выбор показателя фильтрации бурового раствора для условий высоких температур в целях предупреждения прихватов под действием перепада давления // ЭН «Бурение». Отечественный производственный опыт. 1985. Вып. 5. С. 13 — 16.

11 ООО «СГК-Бурение» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.sgkburenje.com/page/7> (дата обращения: 25.05.2017).

12 Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 26.05.2017) .

13 Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения - М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. - 183 с.

14 Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 26.05.2017).

15 Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 26.05.2017) .

16 СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.

17 Постановление правительства Российской Федерации №640 от

07 июля

2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.

18 Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель

2017 года.

19 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

20 МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях».

21 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

22 ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

23 ГОСТ 12.1005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарногигиенические требования.

24 СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование».

25 ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

26 Приказ от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».

27 Р 3.5.2.2487-09 «Руководство по медицинской дезинсекции».

28 РД 10-525-03 «Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин».

29 Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 «Об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)».

30 Постановление Правительства Российской Федерации от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».

31 ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения».

32 РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».

33 Постановление Правительства Российской Федерации от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы».

34 ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин».

35 РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».

36 Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

37 Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 г. №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

38 Федеральный закон от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации».

39 ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда

(ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

40 ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».

Приложение А

(обязательное)

Геологическая характеристика нефтегазоконденсатного
месторождения Тазовского района Тюменской области

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала (средне-взвешенная величина)
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол		
				град	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	четвертичные отл.	Q	-	-	1,3
50	250	Серовская- ирбит ская- юрковская- атлым. - новохим.	Р ₂₋₃	-	-	!!
250	573	Тибейсалинская св.	Р ₁			1,15
573	643	Танамская свита	К ₂ ^{d+m}	-	-	!!
643	1023	Часельская свита	К ₂ ^{km+st-k}	-	-	!!
1023	1123	Кузнецовская свита	К _{2t}			
1123	1849	Покурская свита	К ₁₋₂ ^{s-al-a}	-	-	!!
1849	2100	Ереямская свита	К ₁ ^{a-br-n}	-	-	!!
2100	2750	Заполярная свита	К ₁ ^v	-	-	!!
2750	3249	Мегионская свита	К ₁ ^{v-b}	-	-	1,05
3249	3308	Яновстанская	J ₃ ^{km-v} -К ₁	-	-	!!
3308	3458	Сиговская	J ₃ ^{o-km}	-	-	!!
3458	3531	Точинская	J ₃ ^{kl-o}	-	-	!!
3531	3850	Малышевская	J ₂ ^{b-kl}	-	-	!!

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	50	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, супеси
P ₂₋₃	50	250	Алевритистые глины с прослоями алевролитов и глауконитовых песков.
P ₁	250	573	Верхн. часть - пески мелкозерн. слабо каолиниз., с прослоями глин и алевролитов. Нижн. часть- глины темно-серые алевритистые, слюдистые, иногда опо- ковидные, с прослоями алевритов и песков.
K2 d+m	573	643	Серые, зеленовато-серые и желтовато- серые пески и алевриты с прослоями глин алевритовых
K2km+st-k	643	1023	Верх -ритмичное переслаивание глинистых алевролитов, алевритистых глин. Низ - серые и темно-серые глины с прослоями глинистых алевролитов, реже песков.
K2t	1023	1123	Морские плотные глины зеленовато- серые, с включ.глауконита, пиритиз. Водорослей. В верхней части песчано- алевритовые отложения газсалинской пачки.

Продолжение таблицы А.2

K_{1-2}^{s-al-a}	1123	1849	Верхняя подсвита- преимущественно алевролитопесчаные отложения. Средняя часть- крупные пачки глин, глинистых алевролитов, пропластки углей. Нижн. часть- ритмичное чередование алевролитоглинистых, алевролитопесчаных и существенно песчаных толщ.
K_1^{a-br-h}	1849	2100	Песчаники серые, в средней части коалинизированные, с несколькими прослоями серых алевролитов и глин шоколадных, в основании слабо биотурбированных. Характерен обугленный растительный детрит, отпечатки растений, обломки древесины, корневидные растительные остатки.
$K1v$	2100	2750	Серые песчаники, чередующиеся с подчиненными прослоями серых алевролитов и алевролитовых глин в основании слабо битуминозных
$K1v-b$	2750	3249	ы аргиллитоподобные, серые и темно-серые, алевритовые и тонкоотмученные, с пластами песчаников относительно равномерно распределенных по всему разрезу
$J3km-v-K1$	3249	3308	Темно-серые аргиллитоподобные глины, от тонкоотмученных до алевритовых, с подчиненными прослоями серых песчаников и алевролитов

Продолжение таблицы А.2

J3o-km	3308	3458	Песчаники серые, алевролиты, в разной степени глауконитовыми и темно-серыми аргиллитоподобными глинами
J ₃ ^{ki-o}	3458	3531	Глины и аргиллиты темно-серые алевроитовые, с прослоями алевролитов и песчаником
J ₂ ^{b-kl}	3531	3850	Чередование песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин. Песчаники серые и буровато-серые, преимущественно мелко-зернистые, кварцевополевошпатовые. Глины буровато-серые и темно-серые, алевроитистые, тонкоплитчатые, часто углистые с маломощными прослоями песчаников.

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подразделения	Интерв		Краткое название горной породы	Плот- ность, кг /м ³	Пори- стость, %	Проницаемост ь, дарси	Глини- стость, %	Категория твердрсти	Абразивность (класс)	Категория породы по промысловой классифика- ции (мягкая,
	от (вер х)	до (низ)								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	50	суглинки, супеси, глины,	1920	40-42	*	20-30 90	I-II	II-III	Мерзлые
P ^Р 2-3	50	250	пески Алевритистые глины,	1920	40-42	*	20-30 90	II-IV	III, VI-VII	Мерзлые
P1, K2	250	573	Пески, алевролиты, глины, пески	1950	30-32	*	80	II- IV	III-IV	Мерзлые
K2	573	643	Пески, глины, алевриты	1940	26-28	*	100	II-III	III-IV	Мягкие
K1-2	643	1123	Алевритистые глины, глины, пески	1940	26-228	*	100	II-III	II-IV	Мягкие
K1, K1	1123	1849	Глины, Алевритистые глины, песчаник	2080	24-27	*	90	III-VII	IV-VIII	Средние

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K ₁ ^{a-br-h}	1849	2100	Песчаники серые, Алевриты, Глины,	2080	24-27	*	90	IV-VII	IV-VIII	Средние
K1v	2100	2750	Песчаники, Алевролиты, Алевритистые глины	2230	20-22	*	20	III-VII	IV-VIII	Средние
K1v-b	2750	3249	Глины аргиллитоподобные, Песчаники	2310	14-19	*	20	V-VII	V-IX	Средние
J3km-v-K1	3249	3308	Глины аргиллитоподобные, Алевролиты, песчаники	2310	14-19	*	20	V-VII	V-IX	Средние
J3o-km	3308	3458	Песчаники, Алевролиты, Глины аргиллитоподобные	2290	12-15	*	80	V-VIII	VI-IX	Твердые
J ₃ ^{ki-o}	3458	3531	Глины, Аргиллиты, песчаники	2310	14-15	*	30	V-IV	VI-IX	Твердые
J ₂ ^{b-kl}	3531	3850	Песчаники, Глины аргиллитоподобные	2380	8-16	*	30	V-IX	VI-IX	Твердые

Примечание: * - нет информации.

Таблица А.4 – Геокриологическая характеристика пород на месторождения

Система (свита)	Интервал залегания, м		Тип ММП (О- Р- реликтовый)	Льдистость пород, %	Наличие (да, нет)			
	от	до			избыточной льдистости в виде линз	таликов	межмерзлотных напорных вод	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	
Четвертичная	3	50	О	50-60	да	да	нет	нет
Палеогеновая	100	350	Р	20-30	нет	да	нет	да

Таблица А.5 – нефтеносность

Индекс стратиг- рафи- ческого подраздел- ения	Интервал, м		Тип коллектора	Плот- ность нефти, кг/м ³	Подвиж- ность, дарси на сантимуаз	Содержа- ние серы, % парафи- на, %	Дебит, м ³ /сут.	Пласто- вое давле- ние, МПа	Газо- вый фак- тор, м ³ /т	Относи- тельная по воз- духу плот- ность газа	Давле- ние насы- щения нефти газом, МПа	Максималь- ный дина- мический уровень в процессе испытания (освоения)	Темпера- тура жид- кости в колонне на устье скважины при экс-
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
БТ1	2351	2390	6 Я С Q я	759	0,200	0,07/3,32	23,0	22,9	109,8	0,622	23,5	2000	35-40
БТ120	2882	2909	а	734	0,228	0,11 / 6,26	70,94	28,2	133,7	0,656	28,2	2000	35-40
БТ121-1	2968	3012	г-ГО О н я н	706	0,255	0,11 / 7,45	113,5	29,0	168,2	0,702	29,0	2000	35-40

Таблица А.6 – Газоносность

Индекс стратиграфическ ого	Интервал, м		Тип коллектора	Относительная по воздуху плотность газа	Свободный дебит газа, тыс.м ³ /сут.	Пластовое давление, МПа
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
ПК16 ²	1771	1819	поровый	0,568	2,94	17,2
ПК1 ₈	1907	1947	поровый	0,568	211,1	18,3
БТ1	2351	2390	поровый	0,622	339,6	22,9
БТ12 ⁰	2882	2909	поровый	0,656	121,2	28,6
БТ12 ¹⁻¹	2968	3012	поровый	0,706	113,5	29,0
СГ5	3382	3398	поровый	0,776	250,0	43,1
Ю2 ¹	3618	3645	поровый	0,776	До 410,3	70,1

Таблица А.7 – Водоносность

Индекс Стратиграфичес-кого подразделения	Интервал , м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Дебит, м ³ /сут.	Пластовое давление, МПа	Химический состав (воды), % экв.						Минерализация, г/л	Тип воды по Сулину СФН-сульфатонатр., ГКН-гидрокарбонатн., ХМ-хлор-магнийев., ХК-хлор-кальциев.	Отно-сится к источ-нику питье-вого водо-снабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO4 ⁻	HCO3 ⁻	Na+ (K+)	Mg++	Ca++			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
					Палеоген-четвертичный водоносный комплекс										

Продолжение таблицы А.7

Q - P1/3	2	70	поров.	1000	-	0,7	-	-	-	-	-	-	0,13	ГКН	да
					Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс										
K2-K1	11 70	2310	поров.	1015	10-75,5	11,8-23,10	94	-	2,4	96	2-4	1-4	17,74	ХК	нет
					Неокомский водоносный комплекс										
K1	23 46	3080	поров.	1011	до 32,8	23,5-30,8	96	0,5-8	15-20	93	2	33	5,67	ГКН-ХК	нет
					Юрский водоносный			комплекс							
K1	34 83	3850	поров.	1011	288	34,8-37,5	50	н/д	50	96,5	0,6	2	6,3	ГКН	нет

Таблица А.8 – Давление и температура по разрезу скважины

Интервалы		Градиенты							
от Верх), м	до (низ), м	пластового давления МПа/м	Горного давления МПа/м		Порового давления МПа/м		Гидроразрыва пород МПа/м		Темпе- ратуры ° С/100м
			от	до	от	до	от	до	
0	350	0,0098				Зона ММП			
350	850	0,0098	0,0233	0,0235	0,0098	0,0167	0,0151	0,0206	11
850	980	0,0098	0,0235	0,0235	0,0167	0,0108	0,0206	0,0173	20
980	1023	0,0098	0,0235	0,235	0,0098	0,0108	0,0173	0,0188	21
1023	1055	0,0109	0,0235	0,0236	0,0108	0,0169	0,0173	0,0216	22
1055	1100	0,0109	0,0236	0,0236	0,0169	0,0098	0,0216	0,0165	25
1100	1123	0,0098	0,0236	0,0236	0,0098	0,0098	0,0165	0,0167	28
1123	1150	0,0109	0,0236	0,0236	0,0098	0,0098	0,0167	0,0167	30
1150	1170	0,0098	0,0236	0,0237	0,0169	0,0108	0,0216	0,0165	33
1170	1290	0,0098	0,0237	0,0238	0,0108	0,0135	0,0165	0,0187	34

Продолжение таблицы А.8

1290	1405	0,0098	0,0238	0,0239	0,0135	0,0152	0,0187	0,0205	34
1405	1530	0,0098	0,0239	0,0241	0,0152	0,0108	0,0205	0,0159	39
1530	1580	0,0098	0,0241	0,0241	0,0108	0,0139	0,0159	0,0197	40
1580	1630	0,0098	0,0241	0,0242	0,0139	0,0139	0,0197	0,0197	42
1630	1650	0,0098	0,0242	0,0242	0,0137	0,0108	0,0197	0,0165	45
1650	1980	0,0098	0,0242	0,0245	0,0108	0,0116	0,0165	0,0173	50
1980	2105	0,0098	0,0245	0,0245	0,0116	0,0128	0,0173	0,0177	55
2105	2280	0,0098	0,0245	0,0246	0,0128	0,0108	0,0177	0,0167	58
2280	2320	0,0098	0,0246	0,0246	0,0108	0,0137	0,0167	0,0197	60
2320	2560	0,0098	0,0246	0,0247	0,0137	0,0112	0,0197	0,0172	64
2560	2690	0,0098	0,0247	0,0248	0,0112	0,0136	0,0172	0,0191	75
2690	2955	0,0098	0,0248	0,0250	0,0136	0,0103	0,0191	0,0162	78
2955	3130	0,0098	0,0250	0,0250	0,0103	0,0175	0,0162	0,0216	80
3130	3222	0,0098	0,0250	0,0251	0,0175	0,0185	0,0216	0,0221	84
3222	3390	0,0127	0,0251	0,0251	0,0157	0,0157	0,0214	0,0221	88
3390	3458	0,0127	0,0251	0,0251	0,0157	0,0167	0,0221	0,0222	90
3458	3495	0,0127	0,0251	0,0251	0,0185	0,0147	0,0230	0,0230	90
3495	3530	0,0127	0,0251	0,0251	0,0147	0,0165	0,0230	0,0230	90
3530	3560	0,0127	0,0251	0,0251	0,0185	0,0167	0,0230	0,0230	94
3560	3602	0,0127	0,0251	0,0251	0,0167	0,0147	0,0230	0,0230	97
3602	3850	0,0195	0,0251	0,0252	0,0147	0,0145	0,0230	0,0230	99

Таблица А.9 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Инте	рвал, м	Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Условия возникновения, в том числе допустимая репрессия
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
К	1100	3222	До 5	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО.
К-Ж	3222	3850		

Таблица А.10 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиг ра фическ ого	Интервал, м		Устойчивость пород, измеряемая временем от момента вскрытия до начала ослож- нения, сутки	Интенсив- ность осыпей и обвалов	Проработка в интервале из-за этого осложнения		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			мощность, м	скорость, м/час	
К-Ж	0	3850	3	интенсив	3850	--	Нарушение технологии бурения, превы- шение скорости СПО, организационные простои (ремонтные работы, , ожидание инструмента, материалов), несоблюдение параметров бурового раствора, в т.ч. плотности, водоотдачи, вязкости и др., несвоевременная реакция на признаки осложнений

Таблица А.11 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, газ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
ПК16 ² , ПК18, БТ12 ⁰ , БТ1 БТ12 ¹⁻¹ Ю2 ¹	1100	3222	ГК+нефть	<p>Снижение гидростатического давления в скважине из-за:</p> <ul style="list-style-type: none"> - снижения уровня бурового раствора при бурении или жидкостей глушения при испытании при СПО инструмента и отсутствии долива скважины; - подъема бурильной колонны при наличии сифона или поршневания - требования по устранению в соответствии с п. 285. “Правил безопасности...” 2013г. [4]; снижения плотности бурового раствора или жидкостей освоения, заполняющей скважину ниже допустимой величины, определяемой в соответствии с требованиями п. 210. “Правил безопасности...” 2013г. [4].
	3222	3850	Газ	

Таблица А.12 – Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Репрессия при прихвате, кгс/см ²	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q - P1	0	600	0,5	<p>Отклонение свойств и параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка бурового раствора от шлама, оставление бурильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках бурения и СПО, в т.ч. организационных простоях.</p>
Q-K1	600	3850	0,5	

Таблица А.13 – Прочие возможные осложнения

Интервал, м		Вид (название осложнения)		Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
от (верх)	до (низ)			
1	2	3		4
0		350	ММП	<p>Растепление пород, кавернообразование, частичная потеря циркуляции, затяжки бурильного инструмента.</p> <p>Условия возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - превышение температуры бурового раствора от регламентируемых увеличение длительности контакта бурового раствора с ММП (времени бурения и крепления, в т.ч. простои и т.п.); - некачественное цементирование кондуктора
0		350	Деформация обсадных колонн	Влияние зоны ММП при длительных перерывах обсадных ко- в строительстве
350		3850	Затяжки, посадки бурильного инструмента, сужение ствола скважины.	Пластичные породы, проницаемые пласты и бурильного инструмента, сужение ствола скважины

Приложение Б
(справочное)

Проектирование КНБК

Таблица Б.1 – Запроектированные компоновки низа бурильной колонны

№ п/ п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Резьба верх	Назначение
	от	до				Резьба низ	
1	0	60	Долото III 490 М-ЦВ 3-177	290	0,81	3 - 177 —	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Калибратор КЛН-490 МС	560	1,15 0	3-177 3-177	
			Переводник П - 203/177	56	1,4	3-203 3-177	
			УБТ 279-100 Д	6640	16	3-203 3-203	
			Переводник П - 177/203	99	0,52	3-177 3-203	
			Переводник П-163/177	90	0,5	3-163 3-177	
			УБТ 216-71Д	2038	8	3-163 3-163	
			Переводник П-122/163	74	0,5	3-122- 3-163	
			УБТ 165-71 Д	1158	8	3-122 3-122	
			ТБПК 140/9	880	22	3-122 3-122	
			Σ	11880	60	—	
2	60	1223	Долото БИТ 393.7 В Т 413 ТУ	200	0,46	3-171 —	Бурение вертикального и наклонного участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Переводник М- 177/171	99	0,52	3-177 3-171	
			Калибратор КЛН- 393,7 МС	430	1,24	3-177 3-177	
			Переводник Н-147/177	54	0.61	3-147 3-177	
			Обратный клапан КОБ 178	45	0,41	3-147 3-147	

Продолжение таблицы Б.1

			Переводник Н-152/147	54	0.61	3-152 3-147	
			ВЗД ДРУ-240	1860	7,28	3-171 3-152	
			Переводник Н-203/171	54	0.61	3-203 3-171	
			НУБТ 279-100 Д+ Телесистема COMPAS	3620	8	3-203 3-203	
			УБТ 279-100 Д	3320	8	3-203 3-203	
			Переводник П-163/203	65	0,5	3-163 3-203	
			УБТ 216-71Д	2038	8	3-163 3-163	
			Переводник П-133/163	74	0,5	3-133 3-163	
			ЯГБ-172	314	2,6	3-133 3-133	
			Переводник П-122/133	74	0,5	3-122 3-133	
			УБТ 165-71 Д	1174, 4	8	3-122 3-122	
			ТБПК 140/9 Д	47040	117 6	3-122 3-122	
			Σ	61161	112 3	—	
3	122 3	2572	БИТ 295.3 В Т 613 ТУ.30	200	0,46	3-152 -	
			Калибратор КЛН- 295,3 МСТ	170	0,98	3-152 3-152	
			Переводник Н-147/152	54	0.61	3-147 3-152	
			Обратный клапан КОБ-178	45	0,41	3-147 3-147	
			Переводник Н-171/147	54	0.61	3-171 3-147	
			ВЗД ДРУ-240	1860	7,28	3-152 3-171	
			НУБТ 216-90 Д+ Телесистема COMPAS	2530	8	3-171 3-171	

Бурение наклонного участка под техническую колонну, участка падения зенитного угла, проработка ствола перед спуском технической колонны

Продолжение таблицы Б.1

			УБТ 216-90 Д	4460	16	3-171	
						3-171	
			Переводник П-133/171	65	0,5	3-133	
						3-171	
			УБТ 178-71 Д	1304	8	3-133	
						3-133	
			ЯГБ-172	314	2,6	3-133	
						3-133	
			Переводник П-118/133	55	0,5	3-118	
						3-133	
			УБТ 146- 57 Д	884	8	3-118	
						3-118	
			ТБПК 127/9 Д	66076	252 2	3-118	
						3-118	
			Σ	78041	257 6	–	
4	257 2	3643	БИТ 220.7 В Т 613 ТУ.30	200	0,46	3-117	Бурение участка падения зенитного угла, вертикального участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
						–	
			Калибратор КЛН- 220,7 МСТ	170	1,1	3-117	
						3-117	
			Переводник Н-147/117	74	0.52	3-147	
						3-117	
			Обратный клапан КОБ-178	45	0,41	3-147	
						3-147	
			Переводник Н-117/147	74	0.52	3-117	
						3-147	
			ВЗД ДРУ1-195РС	1411	7,3	3-152	
						3-117	
			Переводник Н-133/152	74	0.52	3-133	
						3-152	
			НУБТ 165-57 Д+ Телесистема COMPAS	1604	8	3-133	
						3-133	
			УБТ 165-57Д	6523	40	3-133	
						3-133	
			Переводник П-118/133	40	0,5	3-118	
						3-133	
			УБТ 146-57 Д	884	8	3-118	
						3-118	
			Переводник П-94/118	38	0,49	3-94	
						3-118	
			УБТ 121- 51 Д	589	8	3-94	
						3-94	
			Переводник П-102/94	30	0,45	3-102	
						3-94	

Продолжение таблицы Б.1

			ЯГБ-124	139	2,08	3-102 3-102	
			Переводник П-86/102	30	0,45	3-86 3-102	
			УБТ 108- 46 Д	470	8	3-86 3-86	
			ТБПК 89/9 Д	63296	355 6	3-118 3-118	
			Σ	75392	364 3	–	
5	364 3	3911	Долото БИТ 155.6 В 713 ТУЕ.30	18	0,35	3-88 –	Бурение вертикального участка под хвостовик
			Калибратор КЛСН- 155,6 МСТ	80	1,1	3-88 3-88	
			Переводник П-102/88	54	0.61	3-102 3-88	
			Клапан обратный КОБ Т120-3-102	45	0,41	3-102 3-102	
			Переводник П-88/102	54	0.61	3-88 3-102	
			ДРУ 3-127 РС	503	7,08	3-102 3-88	
			Переводник П-94/102	54	0.61	3-94 3-102	
			НУБТ 121-51 Д+ Телесистема COMPAS	889	8	3-94 3-94	
			УБТ 121-51 Д	11791	160	3-94 3-94	
			Переводник П-102/94	54	0.61	3-102 3-94	
			ЯГБ-124	139	2,08	3-102 3-102	
			Переводник П-86/102	22	0,45	3-86 3-102	
			УБТ 108-46 Д	470	8	3-86 3-86	
			ТБПК 89/9 Д	66233	372 1	3-118 3-118	

Продолжение таблицы Б.1

			Σ	80107	190	-	
6	391 1	3938	Буровая головка БИТ 155,6/80 В 12121 АМ.31	20	0,35	3-102 —	Отбор керна
			Керноотборное устройство УКР-146/80 «Силур»	620	9,3	3-102 3-102	
			Переводник Н-88/102	25	0,29	3-88 3-102	
			Калибратор КЛСН- 155,6 МСТ	32,6	0,49	3-88 3-88	
			Переводник Н-102/88	21	0,4	3-102 3-88	
			Клапан обратный КОБ Т120-3-102	39	0,48	3-102 3-102	
			Переводник П-88/102	21	0,4	3-88 3-102	
			Клапан переливной ПК-120	37,5	0,48	3-88 3-88	
			Переводник М-94/88	20,3	0,39	3-94 3-88	
			УБТ 121-51 Д	4127	56	3-94 3-94	
			Переводник П-102/94	22	0,45	3-102 3-94	
			ЯГБ-124	139	2,08	3-102 3-102	
			Переводник П-86/102	22	0,45	3-86 3-102	
			УБТ 108-46 Д	470	8	3-86 3-86	
			ТБПК 89/9 Д	68672	385 8	3-118 3-118	
			Σ	74288	393 8	-	

Продолжение таблицы Б.1

7	393 8	3968	Долото БИТ 155.6 В 713 ТУЕ.30	18	0,35	3-88	Бурение вертикального инетервала под ЗУМППФ
						–	
			Калибратор КЛСН- 155,6 МСТ	80	1,1	3-88	
						3-88	
			Переводник П-102/88	22	0,45	3-102	
						3-88	
			Клапан обратный КОБ Т120-3-102	45	0,41	3-102	
						3-102	
			Переводник П-88/102	22	0,45	3-88	
						3-102	
			Переливной клапан ПК-108	30	0,48	3-88	
						3-88	
			Переводник П-94/88	54	0.61	3-94	
						3-88	
			УБТ 121-51 Д	12391	168	3-94	
						3-94	
			Переводник П-102/94	54	0.61	3-102	
						3-94	
			ЯГБ-124	139	2,08	3-102	
						3-102	
			Переводник П-86/94	22	0,45	3-86	
						3-94	
			УБТ 108-51 Д	470	8	3-86	
						3-86	
			ТБПК 89/9 Д	67373	385 8	3-118	
						3-118	
			Σ	80710	396 8		

Приложение В
Обоснование выбора типа и рецептуры
промывочной жидкости

Направление

Для бурения под направление выбираем глинистый (бentonитовый буровой раствор)

Обоснование:

Верхняя часть разреза скважины сложена слабосцементированными песками и глинами, а бентонитовый раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Так же следует выбрать этот раствор, исходя из опыта его применения при бурении интервала под кондуктор при аналогичных геологических условиях для строительстве большей части скважин.

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице В.1

Таблица В.1 – Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	Регулирование щелочности среды	0,7
Глинопопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	50
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	162

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице В.2

Таблица В.2 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,05-1,06
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2

Кондуктор

Для бурения интервала под кондуктор выбираем полимер-глинистый буровой раствор.

Обоснование:

Выбор сделан из опыта бурения интервалов под кондуктор, и исходя из высоких тиксотропных свойств, что препятствует осаждению шлама при остановках бурения ствола большого диаметра(393,7 мм).

Таблица В.3 – Компонентный состав полимерглинистого раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Плотность, г/см³			1,17
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,4-0,5
Глинопопрошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	30-40
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2-0,5
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	106

Данные растворы после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице В.4

Таблица В.4 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,04-1,05
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Промежуточная колонна, эксплуатационная колонна, хвостовик.

В разрезе скважины практически на всем протяжении присутствуют глины, которые могут набухать и вызывать осложнения в виде прихватов в процессе бурения. В виду того что полимер, содержащийся в растворе имеет высокий молекулярный вес и разветвленную полимерную цепочку, он эффективно обволакивает глинистые частицы и препятствует проникновению воды к глинистым минералам и как результат препятствует их набуханию. А поглощения бурового раствора, возможные на интервале 1100-3850 м будут сведены к минимуму кольматантом в виде мраморной крошки, содержащейся в компонентном составе.

Таблица В.5 – Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора (под эксплуатационную колонну)

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,2-0,3
ПАВ	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Биополимер	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	0,3-0,4

Продолжение таблицы В.5

ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1-1,2
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	4-5
Инкапсулятор	Понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	0,8-1
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	9-10
Мраморная крошка	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	20
Ферромарганец	Утяжелитель	Регулятор плотности	964

Таблица В.6 – Технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора (под эксплуатационную колонну)

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,06-1,08
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Обоснование параметров и свойств бурового раствора.

Плотность раствора определяется по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{k * P_{пл}}{g * L}$$

Где $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора [кг/м³];

L – глубина скважины по стволу [м];

g – ускорение свободного падения [9,81 м/с²];

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при H < 1200 м, k ≥ 1,10; при H > 1200 м, k ≥ 1,05);

P_{пл} – пластовое давление на забое обсадной колонны [Па].

При необходимости утяжеления бурового раствора масса утяжелителя рассчитывается по формуле:

$$m_y = \frac{\rho_y(\rho_{yp} - \rho_{бр})}{(\rho_y - \rho_{yp})}$$

m_y – масса утяжелителя на 1 м³ бурового раствора [кг/м³];

ρ_{yp} – требуемая плотность утяжеленного бурового раствора [кг/м³];

ρ_y – плотность выбранного утяжелителя [кг/м³]

Расчёт потребного количества бурового раствора

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов:

$$V_{бр} = V_{скв} + V_{цс} + V_{ем} + V_{пот} + V_{фил} + V_{спо}, [м^3]; \quad (5.1)$$

где $V_{скв}$ - объем скважины на конец бурения интервала, м³;

$$V_{скв} = V_{п} + \frac{\pi \cdot d_{ок}^2 \cdot L_{зс}}{4} [м^3]; \quad (5.2)$$

где $V_{п}$ – объем выбуренной породы,

$$V_{п} = \frac{\pi \cdot D_{дол}^2 \cdot k_k \cdot L_{ос}}{4} [м^3]; \quad (5.3)$$

Где $D_{дол}$ – диаметр долота в пробуренном интервале, м;

k_k – средневзвешенный коэффициент кавернозности для интервала;

$L_{ос/зс}$ – длина интервала в открытом/закрытом стволе, м.

$d_{ок}$ – внутренний диаметр предыдущей ОК, м;

Средневзвешенный коэффициент кавернозности определяется по формуле:

$$k_{ср.к} = \frac{\sum k_i \cdot h_i}{\sum h_i}; \quad (5.4)$$

где k_i – коэффициент кавернозности на i-том интервале;

h_i – глубина i-того интервала [м].

Причем по формуле (5.2) рассчитываются все объемы скважин, кроме направления, т.к. при его бурении не будет закрытого ствола скважины.

где $V_{цс}$ – объем циркуляционной системы очистки (принимается 3-8 м³);

$V_{ем}$ – объем раствора в емкостях (принимается равным объему скважины);

$V_{пот}$ – потери раствора при очистке;

$$V_{пот} = V_{п} \cdot \frac{1200}{600 + \rho_{бр}} \text{ [м}^3\text{]}; \quad (5.5)$$

Где $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, кг/м³;

$V_{фил}$ – потери раствора при фильтрации;

$$V_{фил} = 0,025 \cdot k_k \cdot D_{дол} \cdot L_{ос} \text{ [м}^3\text{]}; \quad (5.6)$$

Где $V_{спо}$ – потери раствора при наращивании и СПО;

$$V_{спо} = 0,005 \cdot L_{ос} \text{ [м}^3\text{]}; \quad (5.7)$$

При использовании на различных интервалах буровых растворов одного типа или имеющих схожий состав (глинистый – полимерглинистый) допускается переводить определенную долю раствора, оставшегося в конце бурения интервала, на следующий; при условии, что параметры «второго» раствора можно получить разбавлением или введением дополнительных химических реагентов:

$$V_{перев} = 0,4 \cdot 0,6(V_{скв} + V_{цс} + V_{ем}), \text{ [м}^3\text{]}; \quad (5.8)$$

Произведя расчеты в программе MS Excel, получим результаты в виде таблицы В.7

Таблица В.7 – Результаты расчета системы бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервал а, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	60	60	490	-	1,3	14,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} = 0,95
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 10
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{спо} = 0,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V₁ = 29,4
Объем раствора к приготовлению:						V_{бр} = 48,6
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V_{перев1} = 0
Эксплуатационная колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
257 2	3693	1071	220,7	229	1,09	150
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} = 6,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 27,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{спо} = 5,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V₄ = 300
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 348
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V_{перев2} = 200
Объем раствора к приготовлению:						V_{4'} = 148
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
до						
122 3	1163	393,7	406	1,17	173	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} = 13,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 114,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{спо} = 5,8
Объем раствора в конце бурения интервала						V₂ = 71
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 489
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V_{перев1} = 19
Объем раствора к приготовлению:						V_{2'} = 470
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V_{перев2} = 0

Продолжение таблицы В.7

Техническая колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1150	2572	1349	295,3	307	1,15	196,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} = 11,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 77,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{спо} = 6,7
Объем раствора в конце бурения интервала						V_з = 392,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 496
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V_{перев2} = 0
Объем раствора к приготовлению:						V_{з'} = 496
Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
3643	3942	325	155,6	157	1,05	77
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} = 1,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{спо} = 1,6
Объем раствора в конце бурения интервала						V₅ = 154
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 167
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V_{перев2} = 154
Объем раствора к приготовлению:						V_{5'} = 0

Расчёт потребного количества химических реагентов

При расчете потребного количества реагентов необходимо проверить выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины. Из них один объем должен находиться в виде бурового раствора в емкостях, и еще один объем допускается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления». Для расчета объема раствора к непосредственному приготовлению принимается суммарное количество

раствора в скважине и на поверхности, за вычетом объема раствора, переведенного с предыдущего интервала:

$$V_{\text{потр}} = 3 \cdot V_{\text{скв}} - V_{\text{перев}}, [\text{м}^3]; \quad (6.1)$$

Расчет потребного количества выполняется для каждого реагента, указанного в составе выбранного бурового раствора, по формуле:

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, [\text{кг}]; \quad (6.2)$$

где C – расход реагента, $\text{кг}/\text{м}^3$;

M_p – масса реагента, кг .

Количество целых упаковок, необходимых для полного обеспечения материалами и химическими реагентами, определяется по формуле:

$$N_{\text{уп}} = M_p / V_{\text{уп}}, [\text{кг}]; \quad (6.3)$$

где $V_{\text{уп}}$ – объем упаковки для отдельно взятого реагента: для сыпучих реагентов – мешки (25 и 1000 кг), для реагентов в жидкой форме – бочки (объем 200 л $\approx 0,2\rho_{\text{ж}}$ кг).

Приложение Г

(справочное)

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Г.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в от- крытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,31	0,038	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	1	28,6	112	588
Под кондуктор									
60	1223	БУРЕНИЕ	0,51	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11	112	523
Под промежуточную колонну									
1223	2572	БУРЕНИЕ	0,94	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12	82	236
Под эксплуатационную колонну									
2572	3643	БУРЕНИЕ	0,31	0,031	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	7	114	129
Хвостовик									
3643	3942	БУРЕНИЕ	0,83	0,06	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	6	50	34

Таблица Г.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	125	36	72
60	1223	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	150	280	1	125	32	64
1223	2572	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	140	326	1	125	28	28
2572	3643	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	140	293	1	60	12	12
3643	3942	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	140	293	1	60	12	12

Таблица Г.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	105	81	0	14	0,1	10
60	1223	БУРЕНИЕ	207	81	45	67	4,9	10
1223	2572	БУРЕНИЕ	269	42	72	130	1 5	10,0
2572	3643	БУРЕНИЕ	277	107	23	125	12	10,0
3643	3942	БУРЕНИЕ	269	30	70,0	139	30	10,0

Приложение Д

(справочное)

Описание методов и технологии закрепления слабосцементированных коллекторов смолами и другими составами.

Физико-химические методы

Физико-химические методы укрепления ПЗП основаны на проведении малотоннажного гидроразрыва с закачкой крупнозернистого песка или проппанта в пласт, с последующим термическим (спекание) или химическим (склеивание) закреплением. Из недостатков их можно выделить неустойчивое состояние проппанта, его вымывание в скважину, технически трудоемкую операцию.

Химические методы

Химические методы укрепления ПЗП основаны на образовании системы «песок-твердый полимер» в слабосцементированном коллекторе за счет адгезии фрагментов полимера на границе между частицами песка. Обработка скважин составами на основе синтетических смол требует мало времени и относительно низких затрат. Учитывая широкое применение химических методов для борьбы с пескопроявлением, представляет интерес провести обзор существующих технологий. Из литературных данных известны разные составы и технологии для ограничения и ликвидации выноса песка в нефтяных и газовых скважинах на основе полимерных смол: фурановых, эпоксидных, карбамидоформальдегидных, фенолоформальдегидных, уретановых смол, а также кремнийорганических соединений [18-35]. Характеристики основных составов используемых для крепления слабосцементированных коллекторов приведены в таблице Д.1

Таблица Д.1 – Характеристика химических составов для укрепления слабосцементированного коллектора в нефтяных и газовых скважинах

	Группа химических реагентов	Формула основного вещества	Отвердитель(добавка)
1	Кремнийорганические соединения	Алкоксисилан и его производные $(R/)_n Si(OR)_{4-n}$ $N=0-3$; R-алкил C1 – C3 ; R/ - H, или органofункциональная группа , например: $NH_2CH_2CH_2$	Вода + специальные добавки
2	Конденсационные смолы на основе формальдегида (карбамидоформальдегидная смола, резорцинформальдегидная, фенолформальдегидная и т.п.)	$HO-[CH_2-NHCON(CH_2)-]_n-H$ Карбамидоформальдегидная смола – продукт поликонденсации карбамида с формальдегидом.	Специальные добавки*, или температура 90 о С, *формалин, уротропин, органические и минеральные кислоты, щелочи.
3	Эпоксидная смола	$-[-O-C_6H_6-C(CH_3)_2-C_6H_6-O-CH_2-C(OH)-CH_2-]_n$ эпоксидная смола – продукт конденсации эпихлоргидрина с бисфенолом А, $n = 0-25$	Полиамины, многоосновные кислоты и др.

Продолжение таблицы Д.1

4	Уретановый предполимер	-C(O)-NH-R1 -NH-C(O)- O-R2 -O-C(O)-NH-R1 - NH-C(O)-O-R2- ОПолиуретаны – продукт взаимодействия соединений, содержащих изоцианат- ные группы с би- и полифункциональными гидроксилсодержащи- ми производными.	Вода
---	---------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------

Укрепление призабойной зоны кремнийорганическими соединениями.

Составы на основе кремнийорганических соединений используются для закрепления песка в слабосцементированном коллекторе, но основная область применения составов – проведение водоизоляционных работ (ВИР). Сущность применения кремнийорганических соединений для проведения ВИР заключается в способности соединений подвергаться гидролизу с образованием геля кремневой кислоты. Эти гели обладают высокой температурной устойчивостью, но их образование происходит в полном поровом объеме пласта, в результате снижая его проницаемость.

Конденсационные смолы.

Конденсационные смолы на основе формальдегида являются двухкомпонентными системами. При их использовании необходимы специальные вещества – отвердители, усложняющие процесс проведения ремонтных работ. Их отверждение также происходит в поровом объеме, способствуя снижению проницаемости пласта. Недостатком данных составов является исходная высокая вязкость, может достигать 3500мПа*с, что затрудняет обработку пласта.

Эпоксидная смола

В нефтегазовой промышленности при проведении ремонтных работ в скважине находят применения также составы на основе эпоксидной смолы. Технология проведения работ составами на этой основе является двухкомпонентной и имеет те же недостатки, что и перечисленные выше.

Уретановый предполимер.

Оптимальное сочетание прочности и проницаемости закрепленной породы дает способ закрепления песка, с использованием уретанового предполимера, который реализован в технологии ИПНГ-Пласт2 [34, 35]. Данная технология позволяет создавать внутрипластовый полимерный фильтр внутри породы с показателем прочности до 6 мПа при минимальном снижении проницаемости породы не более 15-20%. Изучение структуры внутрипластового фильтра, произведенное методом сканирующей электронной микроскопии (СЭМ), позволило идентифицировать области скрепления частиц песка уретановым предполимером. Снимки показывают наличие значительного объема свободного пространства между частицами песка, обеспечивающего высокую проницаемость внутрипластового фильтра (рисунок Д.1).

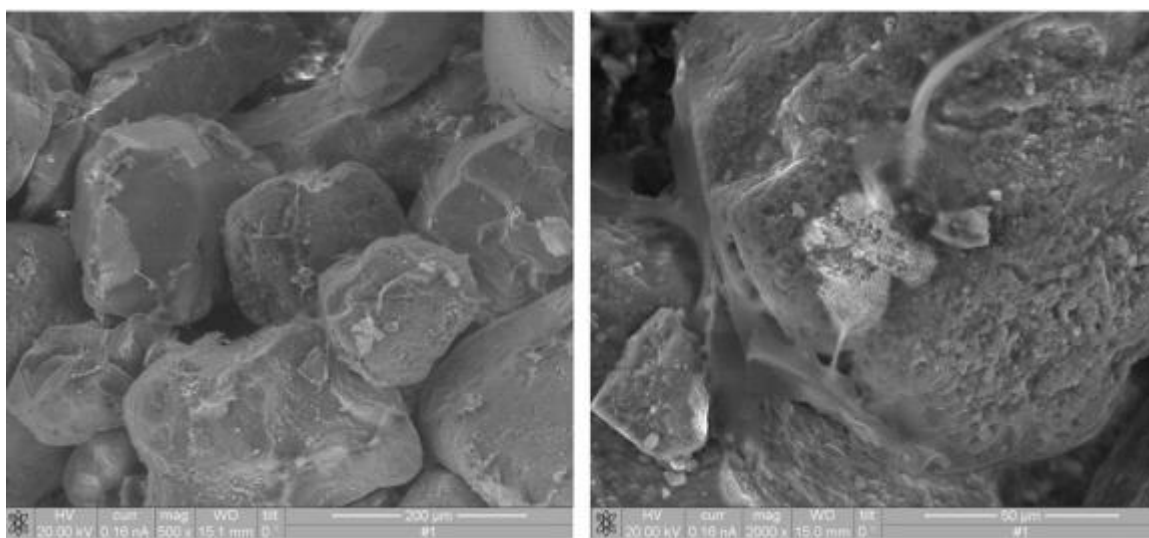


Рисунок Д.1 – Изображения кварцевого песка, скрепленного системой ИПНГ-Пласт2 полученные с помощью СЭМ

Важным показателем, определяющим эффективность скрепления песка, является способность пород сопротивляться разрушению под действием внешних сил. Для оценки этой характеристики использовали способ определения коэффициента предела прочности на объемное сжатие. При химическом связывании песка составом предполимер-растворитель образуется внутрислоистовый полимерный фильтр, характеризующийся высокой механической прочностью до 6 мПа и проницаемостью по нефти 80-85% от начальной (рисунок В.2). Из представленных графиков видно, что с ростом концентрации предполимера возрастает прочность песка, но уменьшается проницаемость.

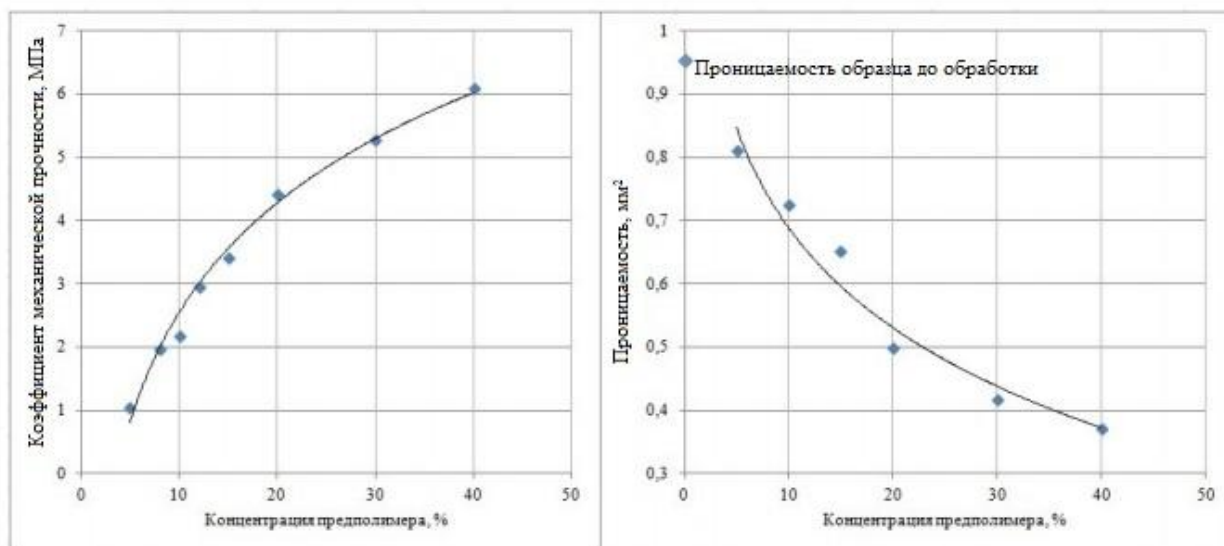


Рисунок Д.2 – Влияние концентрации предполимера на прочностные и фильтрационные свойства закрепляемого песка

На Уренгойском ГКМ было проведено более 80 успешных скважин-операций по установке внутрислоистового фильтра. На одной из скважин было проведено исследование распределения внутрислоистового фильтра в пласте методом радонового индикатора, для повышения эффективности ремонтных работ. Сущность метода радонового индикатора состоит в том, что поступление в пласт меченого технологического раствора контролируется способом гамма-каротажа (рисунок Д.3). На рисунке приведены данные распределения объемов закрепленных фрагментов

внутрипластового фильтра, которые пропорциональны интенсивности гамма-излучения регистрируемого прибором ГИС

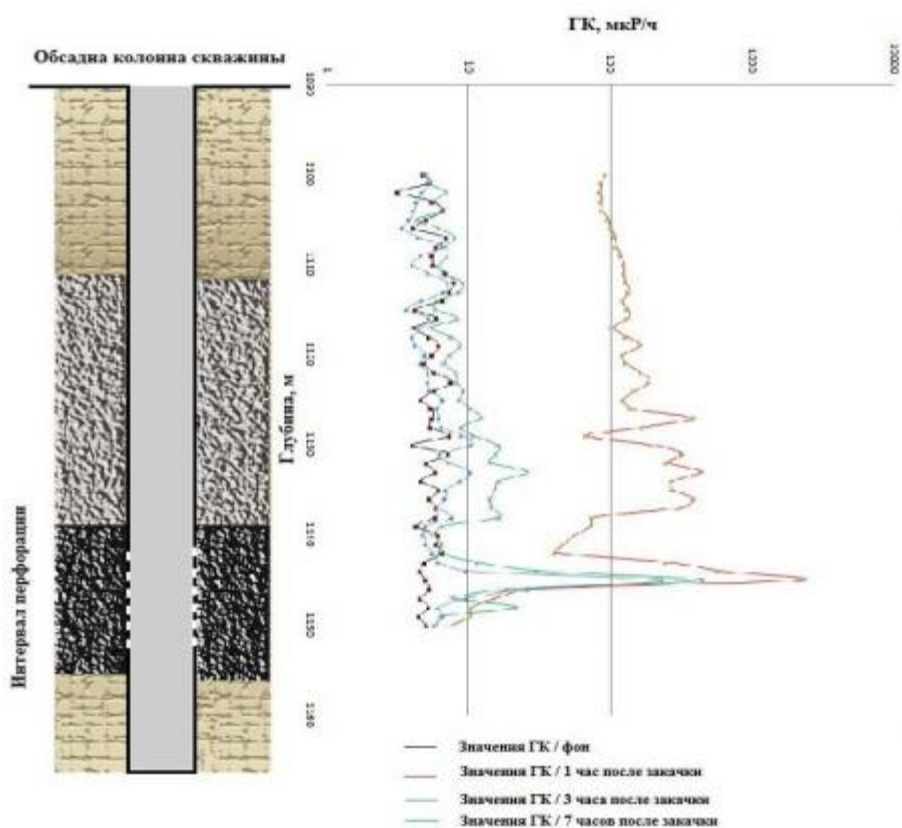


Рисунок Д.3 – Профиль распределения состава предполимер-растворитель (ИПНГ-Пласт) меченого радоновым индикатором

Обзор существующих химических методов борьбы с пескопроявлением показывает широкое их использование при проведении ремонтных работ на скважине. Для этих целей используется большое разнообразие химических реагентов, преимущественно на основе полимеров. Разнообразие применяемых составов вызвано необходимостью учета геолого-промысловых условий конкретного месторождения или скважины. Таким образом, обзор приведенной литературы показал, что промысловые испытания химических методов на основе различных составов проводятся с разной долей успешности. В настоящее время происходит поиск новых и усовершенствование существующих методов с целью достижения оптимальных показателей прочностных и

фильтрационных свойств. Имеющиеся источники информации позволяют сформулировать некоторые общие требования к результатам химического воздействия на призабойную зону скважины: – минимальное воздействие на фильтрационные свойства коллектора и ПЗП, снижение проницаемости не более 15-20%; – достижение прочностных свойств закрепленного коллектора не менее 1-3 мПа.

Технология укрепления призабойной зоны эпоксидными соединениями

Рассмотрим технологию крепления призабойной зоны пласта с помощью составов эпоксидных соединений, включающих в себя эпоксидную смолу, растворитель и отвердитель. При закачке такой композиции в пласт протекает реакция отверждения, в результате чего первоначально образуется жидкая смола и далее при контакте с отвердителем возникает промежуточный продукт реакции. Последний менее растворим, чем сама смола, что в дальнейшем через некоторое время приводит к его выделению из раствора. Затем капли жидкой смолы укрупняются и осаждаются на зернах песка в поровом пространстве обрабатываемого интервала. Дальнейшее затверждение смолы ведет к упрочнению обработанного интервала, тем самым, закрепляя песок в призабойной зоне пласта.

На рисунке Д.4 приведена принципиальная схема процесса закрепления призабойной зоны пласта с помощью смолы.

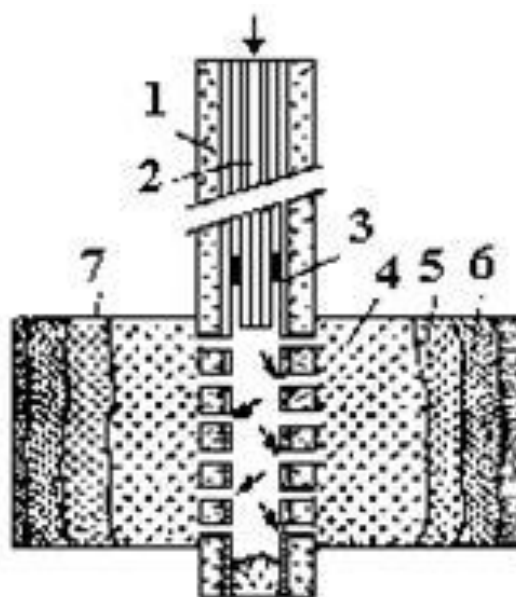


Рисунок Д.4 – Схема укрепления смолой призабойной зоны пласта

1 - цементное кольцо; 2 - продавочная жидкость для вытеснения химических реагентов из скважины; 3 - жидкость для вытеснения смолы в пласт; 4 - смолообразующий раствор, 5 - вторая жидкость для предварительной обработки; 6 - первая жидкость для предварительной обработки, 7 - продуктивный пласт.

Процесс укрепления ПЗП с помощью смолы сводится к последовательной закачке буферных жидкостей с целью предварительной обработки пласта, смолообразующего раствора и жидкости для проталкивания смолы в глубь пласта

Порядок проведения процесса крепления призабойной зоны пласта следующий:

- 1) глушение скважины;
- 2) удаления песка из ствола скважины;

- 3) спуск НКТ с пакером и хвостовиком;
- 4) последовательное нагнетание на забой скважины компонентов через НКТ;
- 5) нагнетание в ПЗП спирта для осушки пласта от связанной воды;
- 6) нагнетание промежуточной (буферной) жидкости с целью изоляции смолы от спирта;
- 7) нагнетание смолообразующего раствора и его задавка в пласт продавочным раствором;
- 8) выдержка во времени для затвердевания смолы;
- 9) освоение и ввод в эксплуатацию скважины.
- 10) Рассмотрим подробнее один из составов для крепления слабосцементированных горных пород

Способ крепления призабойной зоны пласта карбидной смолой

Техническая задача изобретения - повышение качества ремонтно-изоляционных работ крепления призабойной зоны пласта и изоляции притока пластовых вод в нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах, расширение области применения полимерного состава на основе синтетических смол за счет увеличения сроков схватывания до приемлемых для проведения ремонтно-восстановительных работ при температурах до +130°C, улучшение технологичности полимерного состава для работ в области низких температур при условии максимального сохранения продуктивности скважин.

Поставленную задачу решает предлагаемый способ, включающий закачку гомогенного отверждаемого полимерного состава на основе карбамидной смолы, хлористого аммония, нитрита натрия и воды в количестве 0,5 порового объема закрепляемой породы, продавливание его одним поровым объемом гидрофобной жидкости, выдержку на реагирование и отверждение в течение суток, отличающийся тем, что отверждаемый полимерный состав дополнительно содержит ацетонформальдегидную смолу и изопропанол при следующем соотношении компонентов, мас.%. Компонентный состав представлен в таблице Д.2.

Таблица Д.2 – компонентный состав для крепления призабойной зоны пласта

Карбамидная смола	50,0-70,0
Хлористый аммоний	0,1-7,0
Нитрит натрия	0,1-5,0
Ацетонформальдегидная смола	10,0-30,0
Изопропанол	5,0-20,0
Вода	Остальное

В качестве проталкивающей гидрофобной жидкости может быть использован любой доступный углеводородный раствор: дизельное топливо, товарная нефть, бензин, газовый конденсат и т.п.

Сущность способа заключается в том, что при взаимодействии смеси смол и солей полимерный состав отверждается в полном объеме, образуя прочный камень. Введение в полимерный состав ацетонформальдегидной (АЦФ) смолы обеспечивает отсутствие усадки камня, улучшает его адгезионные свойства по отношению к старому цементному камню, металлу НКТ и повышает его прочность. Это

позволяет расширить область применимости состава и дополнительно рекомендовать его для ремонтных работ при изоляции притока пластовых вод, ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн и создании заколонного фильтра. Наличие в составе смеси изопропанола и АЦФ смолы обеспечивает понижение температуры застывания состава и увеличивает сроки хранения смеси, что улучшает его технологичность, упрощает работу с ним в любое время года. Кроме того, улучшаются реологические свойства полимерного состава, понижается вязкость, что повышает его фильтрационные характеристики. Карбамидные смолы имеют в своем составе свободный формальдегид, замещенные метилольные производные мочевины, полиоксиметиленгликоль и метанол. В растворах карбамидных смол pH 7-8 и все вышеуказанные компоненты находятся в равновесии. При смещении равновесия среды в диапазон pH менее 7, т.е. при добавлении кислых солей-отвердителей, образуются водородные связи, вызывающие ассоциацию молекул, рост молекулярной массы и нарастание вязкости. При pH менее 7 инициируются реакции конденсации и присоединения, которые приводят к твердению смол. Скорость твердения зависит от стехиометрического соотношения компонентов, температуры и величины pH. По заявляемому способу при добавлении АЦФ смолы и изопропанола в смеси изначально происходит увеличение pH более 8. Это замедляет процесс нарастания вязкости смеси смол при хранении и ингибирует процесс полимеризации при высоких температурах.

Приготовление полимерного состава по пункту 1 заключается в смешении синтетических смол и изопропанола с водным раствором предварительно растворенных регуляторов схватывания: хлористый аммоний и нитрит натрия, в заводских условиях или непосредственно на устье скважины в соответствии с техническим заданием. Рецептура

состава, а именно количественное соотношение его компонентов, отрабатывается в лаборатории индивидуально и адаптировано к условиям конкретной скважины в соответствии с поставленной задачей. В технологиях крепления призабойной зоны количество газообразующих агентов должно быть максимальным, что обуславливается необходимостью образования пористой структуры. В случае работ по ликвидации негерметичности и изоляции притока пластовых вод максимальным должно быть содержание АЦФ смолы, чтобы обеспечить прочное сцепление смол с герметизируемой поверхностью. Постоянный лабораторный контроль компонентного состава необходим вследствие непостоянного качества смол.

Для приготовления полимерного состава по заявляемому способу применяют следующие реагенты: карбамидная смола марок КФК-МТ-20 (ТУ-2223-006-00206492-97) Шекснинского комбината, марок КФЖ (ГОСТ 14231) и КФ-МТ (ТУ 6-00-5763450-112-90), выпускаемых ОАО «Химпром» г. Волгоград, и другие, хлористый аммоний (ГОСТ 2210-73), нитрит натрия (ГОСТ 19906-74), ацетоноформальдегидная (АЦФ) смола ТУ 2228-006-48090685-2002), изопропиловый спирт (технический) (ГОСТ 9805-84).

Для подтверждения возможности осуществления предлагаемого изобретения в лабораторных условиях были проведены эксперименты по оценке времени отверждения и температуры застывания.

Время отверждения полимерного состава определялось периодом времени от момента смешивания компонентов до момента потери подвижности рабочего раствора при различных температурах. Фиксируемый параметр - начало схватывания (потеря текучести) образца - оценивался визуально. Для безаварийной работы при ремонте нефтяных и газовых скважин начало схватывания состава при пластовой температуре должно быть не менее 3 часов.

Температура застывания оценивалась по изменению текучести образца при отрицательных температурах. В ходе лабораторных исследований использовалось следующее оборудование: термостат (криостат) LIOP LT-912 и комплект приспособлений для метода Б ГОСТ 20287. Измерения проводились в интервале температур от минус 25°C до плюс 130°C.

По описанному способу были изготовлены 12 составов с различным соотношением компонентов.

В таблице Д.3 приведены результаты лабораторных испытаний заявляемого материала в сравнении с прототипом.

Как видно из таблицы Д.3, полимерный состав по заявляемому способу имеет приемлемые сроки схватывания (более 3 часов) при высоких температурах и более низкие значения температуры застывания (до минус 19°C) в сравнении с прототипом. Использование предлагаемого способа обеспечит повышение эффективности РИР за счет возможности регулирования сроков отверждения полимерного состава в температурном диапазоне до плюс 130°C. Понижение температуры застывания оптимизирует технологичность способа, делает возможным его реализацию в любое время года.

Таблица Д.3 – Свойства компонентного состава при различных температурах

Состав. % масс							Показатели свойств полимерного состава											Т Застывания °С
1	2	з	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
КФЖ	АЦ Ф	ИПС	НН	ХА	Вода	Начало схватывании , ч/мин												
						20 °С	35 °С	50 °С	60 °С	70°С	80 °С	90 °С	110 °С	115 °С	130 °С			
1	50	30	5	5	0,1	9.9	-	36	18	12	8	7	6	6	5	5	-10	
2	50	10	20	5	1.0	9.0	-	28	16	7	5	4	3	1	1	1	-17	
3	70	10	10	1,0	1.0	8.0	24	20	15	8	6	4	3	2	2	1	-8	
4	70	10	5	1.0	1.0	13	20	19	13	7	4	4	3	2	2	1	-5	
5	60	10	20	1.0	0.1	8.9	-	26	18	8	7	6	5	5	4	4	-15	
6	60	10	10	5.0	0.1	4.9	-	26	18	16	12	10	8	6	4	4	-10	
7	60	10	5	5.0	0.1	19.	-	24	16	12	9	7	6	5	4	4	-8	
8	60	30	5	0.1	0.1	4.8	-	14	10	8	8	7	6	5	5	4	-12	
9	50	30	10	0.1	0.1	9.8	-	-	12	10	8	8	7	7	7	6	-17	
>0	50	20	20	0.1	0.1	9.8	-	-	12	10	9	8	8	7	6	6	-19	
11	50	10	10	0.1	7.0	22.	12	10	8	4	3	2	2	1	-30	-	-10	
12	50	10	10	5.0	0.1	24. 9	26	16	8	7	5	4	4	3	1-30	-	-10	
	Известный состав																	
13	80	—	—	1	3	16	6- 00	10- 00	4- 00	3-00	1-30	—	—	—	—	—	+10	
14	80	—	—	3	1	16	—	17- 00	6- 00	4-00	2-00	1-00	0- 30	—	—	—	+10	

КФЖ-карбамидная смола марки КФЖ; АЦФ - ацетомформальдегидная смола; ИПС-изопропанол; НН-нитрит натрия; ХА-хлорид аммония.

Для подтверждения эффективности использования предлагаемого способа в технологиях крепления призабойной зоны скважин были проведены испытания по скреплению породы на насыпной модели пласта. Моделью пласта служил металлический кернодержатель диаметром 30 мм и длиной 100 мм, заполненный кварцевым песком и карбонатом. Содержание карбоната - 10 мас.%. В качестве гидрофобной проталкивающей жидкости применили дизельное топливо. Вид и марка гидрофобной жидкости выбираются из наиболее доступных.

На первом этапе керн насыщали водой, после чего измеряли его проницаемость, закачивали 0,5 порового объема полимерного состава, один поровый объем дизельного топлива, выдерживали 24 часа на реагирование и отверждение состава, после чего снова измеряли проницаемость керна и песковынос при избыточном давлении, равном 10 МПа, создаваемом насосом высокого давления. Результаты измерений проницаемости и песковыноса представлены в таблице В.4. Как видно из таблицы В.4, в результате реализации предлагаемого способа происходит скрепление песка при незначительном снижении проницаемости (30-35%

Таблица Д.4 – Результаты измерений проницаемости образца

№ п/п	Состав, из таблицы №3.	Температура, °C	Проницаемость керна, мкм ²		Вынос песка	Состояние керна
			до обработки	после обработки		
1	№3	35	3,748	2,242	нет	скрепл.
2	№6	70	3,180	2,122	нет	скрепл.

Продолжение таблицы Д.4

3	№12	100	3,252	2,213	нет	скрепл.
---	-----	-----	-------	-------	-----	---------

В технологиях крепления призабойной зоны пласта и ликвидации песковыноса содержание газообразователя в полимерном составе должно быть максимальным с целью создания пористого полимерного камня и сохранения проницаемости породы. При необходимости реализации заявляемого способа с целью изоляции вод содержание газообразователя должно быть минимальным.

Выход за нижний предел содержания компонентов предлагаемого материала приводит к быстрому нарастанию вязкости рабочего раствора при низких температурах и сокращению сроков схватывания при температурах выше 70°C.

Выход за верхний предел содержания компонентов приводит к снижению прочности формирующегося полимерного камня и увеличению сроков схватывания в области средних температур.

Преимуществами заявляемого способа является то, что при пониженной вязкости и улучшенных фильтрационных характеристиках раствор полимерного состава имеет приемлемые для ремонтных работ сроки схватывания, которые можно варьировать в температурном диапазоне до плюс 130°C, и пониженную температуру застывания, что значительно расширяет область его применения, повышает его технологичность при ремонтно-изоляционных работах в нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах.

Приложение Е

Обоснование раздела: Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица Е.1 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Вышкомонтажные работы										1080
Подготовительные работы к бурению										96
Бурение под направление	III 490 М-ЦВ	0	60	60	0,02	60	1	1,2	0,16	1,36
Промывка (ЕНВ)										0,022
Наращивание (ЕНВ)										1
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,13
Установка и вывод УБТ за палец										0,27
Крепление (ЕНВ)										23,61
Ремонтные работы (ЕНВ)										1,43
Смена вахт (ЕНВ)										0,3
Итого:										29,8
Бурение под кондуктор	БИТ 393.7 В Т 413 ТУ	60	1223	1163	0,03	1163	1	34,89	2,27	37,16
Промывка (ЕНВ)										0,52
Наращивание (ЕНВ)										19,38
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										2,33

Продолжение таблицы Е.1

Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,83
Установка и вывод УБТ за палец										0,27
Крепление (ЕНВ)										51,3
ПГИ (ЕНВ)										5,45
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,8
Смена вахт (ЕНВ)										0,9
Итого:										123,2
Бурение под промежуточную колонну	БИТ 295.3	1223	2576	1353	0,07	1353	1	94,71	4,74	99,4
Промывка (ЕНВ)	В Т 613									5
Нарращивание (ЕНВ)	ТУ.30									0,87
Смена долот (ЕНВ)										22,5
ПЗР к СПО (ЕНВ)										5
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,24
Установка и вывод УБТ за палец										2,10
Крепление (ЕНВ)										2,0
ПГИ (ЕНВ)										0,23
Ремонтные работы (ЕНВ)										68,4
Смена вахт (ЕНВ)										10,1
Итого:										5,9
										1
										212,8

Продолжение таблицы Е.1

Бурение эксплуатационную колонну	БИТ 220.7 В Т 613	2576	3642	1066	0,07	1066	1	74,62	6,7	81,3
Промывка (ЕНВ)	ТУ.30									2
Наращивание (ЕНВ)										2,28
Смена долот (ЕНВ)										17,7
ПЗР к СПО (ЕНВ)										6
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,24
Установка и вывод УБТ за палец										2,10
Крепление (ЕНВ)										2,0
ПГИ (ЕНВ)										0,25
Ремонтные работы (ЕНВ)										68,4
Смена вахт (ЕНВ)										10,1
Итого:										5,9
										1
										191,4
Бурение под отбор керна	БИТ	3911	3938	27	0,07	27	1	1,89	7,22	9,11
Промывка (ЕНВ)	155,6/80 В									0,87
Наращивание (ЕНВ)	12121									0,45
Смена долот (ЕНВ)	АМ.31									0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										1,63
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										6,53
Установка и вывод УБТ за палец										0,58
Крепление (ЕНВ)										0
ПГИ (ЕНВ)										12,6
Ремонтные работы (ЕНВ)										4
Смена вахт (ЕНВ)										7,02
Итого:										1,2
										40,3

Продолжение таблицы Е.1

Бурение под хвостовик	БИТ 155.6	3643	3968	325	0,07	325	1	22,75	7,27	30,02
Промывка (ЕНВ)	В 713									0,87
Наращивание (ЕНВ)	ТУЕ.30									5,4
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										1,63
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										6,53
Установка и вывод УБТ за палец										0,58
Крепление (ЕНВ)										55,45
ПГИ (ЕНВ)										12,64
Ремонтные работы (ЕНВ)										7,02
Смена вахт (ЕНВ)										1,2
Итого:										121,6
Испытание скважины на продуктивность										248,4

Таблица Е.2 – расчет сметной стоимости строительства скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовка работ		Напряжение		Кондуктор		Техническая колонна		ЭК		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Затраты, зависящие от времени														
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы Е.2

Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0.06	6,9	1,7	704,76	4,55	997,17	3,7	997,17	1,7	691
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,35	-	46,43	-	162,49	-	162	-	75
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0.062	171	1,7	73,44	4,55	103,91 04	3,4	103	1,7 7	72
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,35	-	4,84	-	16,933	-	16,933	-	8,86
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,	0.062	17,86	1,7	1289,5	4,55	1824,6	3,4	1824,63	1,7	1264
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв испытателем пластов	сут	1317	4	5732	0.062	0,24	1,7	6716,7	4,55	9503,4 72	3,4	9503,47 2	1,7 7	6585
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615	-	313,5 464	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	-	-	-	1633	1,7	251,55	-	1620,7 14	3,4	1620,71 4	1,7 7	1123
Прокат ВЗД	сут	19,46	4	77,84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,7	472,56	-	668,63	3,4	668,634	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	0.062	-	1,7	-	4,55	-	3,4	-	1,7 7	1205
Эксплуатация ДВС передвижной	сут.	8,9	4	35,6	0.062	-	1,7	45,39	4,55		3,4	58,3102	1,7	44,5
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в	сут.	7,54	-	-	0.062	-	1,7	38,454	4,55		4	49,3968	1,7 7	37,7
Плата за подключенную мощность.	кВт/с	149,48	-	-	0.062	1,87	2,13	318,38	4,55	853,25	7,9	1194,34	1,8	271
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/с	107,93	4	182,1	0.062	9,349	2,13	229,89	4,55	616,10	7,9	862,35	1,8	195
1	2	3	4	5	6	185,3	8	9	6	24,12	10	11	12	13
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4	135,6	0.062	133,8	1,7	172,99	4,55	463,61	3,4	277,8	1,77	170
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0.062	7	1,7	512,04	4,55	1372,2	3,4	883,52	1,77	502
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0.062	42,06	1,7	28,203	4,55	75,584	3,4	48,664	1,77	27,7
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4	677,1	0.062	124,4	1,7	863,37	4,55	2313,8	3,4	1489,75	1,77	846
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	-	-	17	6,857	22	1658,8	17	4445,5	-	-	-	-
Сода каустическая	т	875,2			0,2	209,9	0,2	175,04	0,2	469,10	0,3	262,56	0,3	263
Сода кальцинированная	т	183,3	-	-	0,1	1281,	0,1	18,33	0,1	49,124	0,1	18,33	0,1	18,3
Reastab, Reasil	т	215,6	-	-	-	175,0	-	-	-	-	20	4312	44	9489

Продолжение таблицы Е.2

Polypac R6, Reatrol	т	983	-	-	0,5	18,33	0,5	491,5	0,5	1317,2	0,2	491,5	0,5	492
Realub, SAPP	т	1054,1	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5270,5	5	5271
Мраморная крошка (фракция 60)	т	198,6	-	-	10	491,5	10	1986	10	5322,4	10	1986	15	2979
Биополимер DUO-VIS	т	1491,2	-	-	-	-	0,5	745,6	-	1998,2	0,5	745,6	2	2982
Транспортировка материалов и запчастей до	т	0,35	6,63	2,32	4	1986	3,2	1,12	4	3,0016	6	2,1	12	4,2
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	-	500,62	10,	176,8	18	300
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250	т	20,08	-	-	27,8	1,4	33,3	668,66	27,8	1792,0	36,	730,9	66,9	1343
Итого затрат зависящих от времени, без учета				9631		-		9332		9332		29239		28450
Затраты, зависящие от объема работ														
III 490 М-ЦВ	шт	2686,4	-	-	1	2686,	-	-			-	-	-	-
БИТ 393.7 В Т 413 ТУ	шт	4852,7	-	-	-	-	1	4852,7			-	-	-	-
БИТ 295.3 В Т 613 ТУ.30	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	1	5234,4			-	-
БИТ 220.7 В Т 613 ТУ.30	шт	8845,6	-	-	-	-	-	-			1	5346	-	-
БИТ 155.6 В 713 ТУЕ.30													1	7862
БИТ 155,6/80 В 12121 АМ.31	шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8931
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	18,	90,34	24,8	121,			48	238,63	60,9	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61			1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	см									1268				
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт. руб	-	-	0	473,05	16708					5301			2463	
Всего затрат без учета транспортировки вахт,	-	-	9634	5153	1100					34541			30914	
Всего по сметному расчету, руб	91243,8													

Таблица Е.3– Расчет сметы на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		ЭК		Хвостовик	
			Количес тво	Сумма	Количес тво	Сумма	Количес тво	Сумма	Количес тво	Сумма	Количес тво	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8			9	10	11
Затраты, зависящие от времени												
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	1,08	126	2,35	275,08	3,135	63	0,46	368,0	2,54	129,15
Социальные отчисления, 30%		-	-	39,3	-	85,8		19,65	-	114,3	-	92,6
Оплата труда доп. слесаря и	сут	11,6	1,08	11,37	2,35	24,708	3,135	5,685	0,46	33,06	2,54	11,6
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,5	-	7,7		1,75	-	10,3	-	8,3
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	1,08	7,4	2,35	16,060 2	3,135	3,7	0,46	21,48 9	2,54	7,54
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	1,08	248	2,35	539	3,135	124	0,46	721	2,54	253
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	1,08	1404	2,35	3052	3,135	702	0,46	4084	2,54	1433
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	1,08	411	2,35	893	3,135	205,5	0,46	1195	2,54	419
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	1,08	136	2,35	296	3,135	68	0,46	396	2,54	139
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	1,08	99	2,35	215	3,135	49,5	0,46	287	2,54	101
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	1,08	9	2,35	19	3,135	4,5	0,46	25	2,54	9
Автомобильный спец транспорт до 250	сут	100,4	1,08	98	2,35	214	3,135	49	0,46	286	2,54	100
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	1,08	166	2,35	361	3,135	83	0,46	482	2,54	169
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	1,08	18	2,35	39	3,135	9	0,46	52	2,54	18
Эксплуатация трактора	сут	33,92	1,08	33	2,35	72	3,135	16,5	0,46	97	2,54	34

Продолжение таблицы Е.3

Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6	49,26	2,35	172,4	205		16	131,4	5	41,1
Башмак колонный БКМ-426	шт	102	1	85,5	-	-	1	102	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-324	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-245	шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-168	шт	45,5	-	-	-	-	-	-	1	45,5		
Башмак колонный БКМ-114	шт	32	-	-	-	-	-	-	-	-	1	32
Центратор ЦЦ-2-245/295	шт	25,4	-	-	23	584,2	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-2-168/216	шт	18,7	-	-	-	-	-	-	94	1757,8	-	-
ЦКОДМ-324	шт	125,6	1	125,6	-	-			-	-	-	-
ЦКОДМ-245	шт	113,1	-	-	1	113,1			-	-	-	-
ЦКОД-168	шт	105	-	-	-	-			1	105	-	-
Продавочная пробка ПП-307-324	шт	80,5	1	80,5	-	-			-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15	-	-	1	59,15			-	-	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	30,12	-	-	-	-			1	30,12	-	-
ПХН1.114/168	шт	700	-	-	-	-			-	-	1	700

Продолжение таблицы Е.3

Головка цементируочная ГЦУ-324	шт	3960	1	3960	-	-			-	-	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-245	шт	3320	-	-	1	3320			-	-	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-168	шт	2880	-	-	-	-			1	2880	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	7207,9		10662,0			13404,1		7625,4		
		Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426x5,6	м	41,56										
Обсадные трубы 324x9,5	м	37,21	50	1860,5	-	-		-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x7,9	м	28,53	-	-	900	25677		-	-	-	-	-
Обсадные трубы 168x8	м	19,96	-	-	-	-		1426	2846	-	-	-
Обсадные трубы 168x7,3	м	16,47						1560	2569	-	-	-
Обсадные трубы 168x8,9	м	23,67	-	-	-	-		90	2130	-	-	-
Хвостовик	м	14,26	-	-	-	-		-	-	600	8556	
Портландцемент тампонажный ПЦТ-1-50	т	26,84	2,79	74,88	23,28	624,9		-	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ- I-100	т	29,95	-	-	-	-		2,15	64,4	-	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ- III Об(4)-100	т	32	-	-	-	-		42,78	13	-	-	-
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,9	3	437		5	7	-	-	-
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48		54,8	3	-	-	-
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04		1,5	54,6	-	-	-
Опрессовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59		1	87,59	-	-	-

Продолжение таблицы Е.3

Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	-	-
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2	-	-
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2	-	-
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	-	-
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371	-	-
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	150	10,5	196,98
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	14	525,3	3	112,56
Транспортировка вахт, руб		1268								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспорнировки	-	-	2575,9		28628,3		62110,5		8865,5	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	141079,6									
Всего по сметному расчету, руб	142347,6									

Таблица Е.4 – сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	16 131 187
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 524 729
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	468 639
	Итого по главе 1	93 656	19 124 555
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	36 346 375
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 317 874
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	2 839 401
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	341 831
	Итого по главе 2	204 924	41 845 481
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	91 244	18 632 025
3.2	Крепление скважины	142 348	29 067 462
	Итого по главе 3	233 592	47 699 487
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 0337	2 866 355
4.2	Консервация скважины	6 872	1 403 262
3	Ликвидация скважины	8 080	1 649 936
	Итого по главе 4	28 989	5 919 554
5	Глава 5. Промыслово-геофизические		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	28 884	5 898 113
	Итого по главе 5	28 884	5 898 113
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время , 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 292 381,9
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 438 801,4
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 250 562
	Итого по главе 6	58 677	11 981 745
	ИТОГО прямых затрат	648 722	132 468 935,3
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	162 180	33 117 233,8
	Итого по главе 7	162 180	33 117 233,8

Продолжение таблицы Е.4

	2	3	4
8	Глава 8 Плановые		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	48 654	9 935 170,2
	Итого по главе 8	48 654	9 935 170,2
	ИТОГО по главам 1-8	859 556	175 521 339,3
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	249 669,2	5 153 925
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	44 843,94	1 026 909
9.3	Северные надбавки 2,98%	30 371,6	5 773 946
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 150 000
9.6	Транспортировка керна	-	11 456
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.1	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.1	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000
9.1	Услуги связи на период строительства 2 скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и	392 915	34 457 523
	ИТОГО по гл 1-9	1 252 471	209 978 862,3
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 038,4	423 979
	Итого по главе 10	2 038,4	423 979
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	62 725,5	10 520 142,1
	Итого по главе 11	62 725,5	10 520 142,1
	ИТОГО	1 317 234,9	220 922 983,3
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	220 922 983,3	
	НДС (18%)	39 766 137	
	ВСЕГО с учетом НДС	260 689 120,3	

Приложение Ж

(обязательное)

Расчет молниезащиты

Основным устройством, служащим для защиты буровых вышек и привышечных сооружений от прямых ударов молний является стержневые молниеотводы. Молниеотводы состоят из молниеприемников, тоководов и заземления. Молниеприемники устанавливаются на кронблочной раме вышки, тоководы электрически соединяют металлоконструкцию буровой с заземлением. В качестве тоководов будет служить буровая вышка.

Схема для расчета молниезащиты буровой установки представлена на рисунке Ж.1.

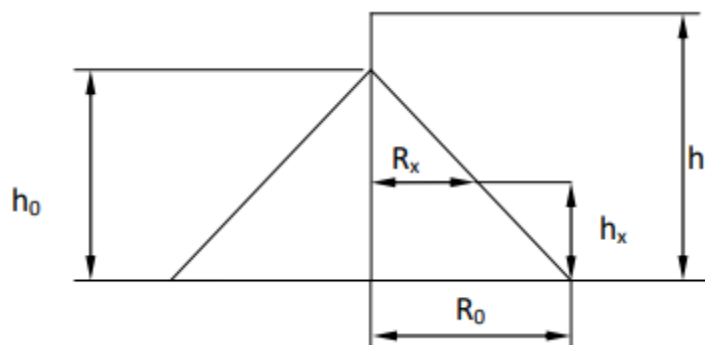


Рисунок Ж.1 – Схема для расчета молниезащиты буровой установки.

На рисунке обозначены: h_x – высота оборудования; h – высота вышки с молниеотводом ($h = 46$ м); h_0 – высота вышки ($h_0 = 45$ м.); R_x – радиус зоны защиты на уровне высоты вышки; R_0 – радиус зоны защиты на земле.

Расчет молниезащиты производится для зоны А [19].

Число ожидаемых ударов молнии на месте производства работ определяется по формуле (П.1):

$$N = (S + 6 * h_x) * (L + 6 * h_x) * n * 10^{-6},$$

где S – ширина основания буровой, м ($S = 18$ м); L – длина основания буровой, м ($L = 36$ м); n – число ожидаемых ударов молнии в 1 км^2 ($n = 6$); h_x – отметка пола буровой, м ($h_x = 4$ м).

$$N = (18 + 6 * 4) * (36 + 6 * 4) * 6 * 10^{-6} = 0,01512 \text{ шт.}$$

Радиусы зон защиты на уровне высоты оборудования и земли определяются по формулам (П.2) и (П.3) соответственно:

$$R_0 = (1,1 - 0,002 * h) * h = (1,1 - 0,002 * 42) * 42 = 42,7 \text{ м,}$$

$$R_x = (1,1 - 0,002 * h) * (h - h_x / 0,85) = (1,1 - 0,002 * 42) * (42 - 4 / 0,85) = 37,9 \text{ м.}$$

Таким образом, получаем, что радиус конуса защиты составляет 42,7 м на поверхности земли и 37,9 м на уровне высоты оборудования.